



Desenvolvimento de Indicadores de Risco associados com a Indisponibilidade de Elementos da Rede Nacional de Transporte

Ana Alice de Sousa Lima Dias

Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

Orientador: Prof. Dr. Hélder Leite

Co-orientador: Eng.^a Mariana Guerra

17 de Julho de 2017

Resumo

As manutenções são essenciais para o bom funcionamento da Rede Nacional de Transporte (RNT), uma vez que previnem falhas nos equipamentos e prolongam o seu período de vida útil. Mas, a sua realização implica muitas vezes a indisponibilização do elemento de rede, pois nem todos os trabalhos são realizados em tensão, o que pode levar à perda da segurança N-1.

O objetivo da presente dissertação é descrever uma metodologia para calcular o Risco de Energia Não Fornecida quando se executam manutenções em equipamentos da RNT - linhas e transformadores, em zonas frágeis da RNT, onde apenas estão duas linhas e/ou dois transformadores a alimentar os pontos de entrega. Os pontos de entrega da RNT a considerar são a Rede Nacional de Distribuição e os clientes ligados diretamente à RNT.

O algoritmo criado tem em conta as características da manutenção efetuada, a possibilidade de transferências de carga da Rede Nacional de Distribuição e o histórico de incidentes em linhas e transformadores da RNT. Assim, foi necessário calcular as taxas de falhas e tempos de reposição das linhas e transformadores da RNT, tendo-se usado os dados dos incidentes de 2012 até Março de 2017, para esses cálculos.

O objetivo deste indicador é dar ao Operador da RNT o valor do Risco de Energia Não Fornecida, expresso em MWh, dos pontos de entrega monoalimentados e bialimentados da RNT e estabelecer comparações entre os pontos de entrega. O indicador tem também o intuito a otimização do planeamento das manutenções através da alteração dos parâmetros que contribuem para a diminuição do Risco de Energia Não Fornecida.

Palavras-chave: Pontos de Entrega, Incidentes, Manutenções, Energia Não Fornecida, Risco.

Abstract

Maintenance actions are essential to the proper functioning of the National Energy Transmission Network, because they prevent equipment failures and extend the equipment lifetime. However, its realization often implies the unavailability of an element, since not all the work is done in tension. This can sometimes lead to loss of N-1 Security.

The objective of this dissertation is to describe a methodology for calculating the Risk of Energy Not Supplied when performing maintenances on the National Energy Transmission Network equipment - lines and transformers, in fragile areas of the transmission system, where there are only two lines and / or two transformers connected to delivery points. The delivery points considered are the Distribution Network and customers directly connected to transmission network.

The algorithm created must consider the characteristics of the maintenance that is being carried out, the possibility of reestablishing consumption through the Distribution Network and the historic of incidents in lines and transformers. It was necessary to calculate the failure rates and replacement times of the lines and transformers of the National Energy Transmission Network, using the data from the incidents from 2012 to March 2017.

The purpose of the indicator is to give the Transmission System Operator (TSO) the value of the Risk of Energy not Supplied, in MWh, of the maintenances that are already scheduled and compare the Risk of maintenances with the Risk of Energy not Supplied of having just one line or transformer connected to the delivery points. It will also be possible to optimize maintenance planning by changing the parameters that contribute to the decrease of the Risk of Energy not Supplied.

Keywords: Delivery Points, incidents, maintenance, Energy Not Supplied, Risk,.

Agradecimentos

Em primeiro lugar, quero agradecer aos meus pais e irmã por todo apoio que me deram ao longo de todo o meu percurso e terem acreditado em mim. Agradeço a todos os amigos que me acompanharam ao longo do curso, por toda a ajuda e todos os bons momentos que passamos juntos.

Quero agradecer ao Gonçalo, por todo o apoio que sempre me deu e por ter sempre acreditado em mim. Daqui a pouco és tu!

Agradeço ao meu orientador Professor Doutor Hélder Leite pela disponibilidade, pelas críticas construtivas e pelo voto de confiança.

Agradeço à minha co-orientadora Engenheira Mariana Guerra por todo o conhecimento que me transmitiu, pelas críticas construtivas e pela disponibilidade que tanto me ajudaram à realização deste trabalho.

Por fim, ao Eng. Ricardo Fernandes e ao Eng. Vieira Couto, por todo o conhecimento transmitido e por toda a ajuda na realização deste trabalho. E ainda a todos os engenheiros do Departamento de Gestão de Sistema da operadora da Rede Nacional de Transporte por me terem tão bem recebido ao longo destes meses.

Ana Alice Dias

“There are many hypotheses in science which are wrong. That’s perfectly all right: it’s the aperture to finding out what’s right. Science is a self-correcting process.”

Carl Sagan

Conteúdo

1	Introdução	1
1.1	Contextualização	1
1.2	Motivação e Objetivos	1
1.3	Estrutura da Dissertação	2
2	Fiabilidade e Operação da Rede Nacional de Transporte de Eletricidade	5
2.1	Introdução	5
2.2	A estrutura da Rede Nacional de Transporte de Eletricidade	6
2.3	Operação da Rede Nacional de Transporte de Eletricidade	6
2.3.1	Critério de Segurança N-1	8
2.4	Conceitos gerais de fiabilidade – qualidade e continuidade de serviço	9
2.4.1	Incidentes na Rede Nacional de Transporte	11
2.4.2	Continuidade de Serviço na Rede Nacional de Transporte	12
2.4.3	Procedimentos do Operador da Rede de Transporte para a determinação dos indicadores de continuidade de serviço	13
2.5	A Energia Não Fornecida (ENF)	14
2.5.1	Demonstração teórica do cálculo da Energia Não Fornecida	15
2.6	Sumário	17
3	Indisponibilidades de Elementos de Rede na Rede Nacional de Transporte	19
3.1	Introdução	19
3.2	A manutenção das linhas e transformadores da Rede Nacional de Transporte . . .	19
3.2.1	Manutenções nos transformadores da Rede Nacional de Transporte . . .	21
3.2.2	Manutenções nas linhas da Rede Nacional de Transporte	22
3.3	As indisponibilidades das Linhas e Transformadores da Rede Nacional de Transporte	23
3.3.1	Regras para a análise de indisponibilidades de linhas e transformadores da RNT	24
3.3.2	A interação entre Operador da Rede de Transporte e Operador da Rede de Distribuição	26
3.4	Risco associado às indisponibilidades de linhas e transformadores	27
3.5	Sumário do Capítulo 3	31
4	Apresentação da Metodologia para o cálculo do Indicador de Risco de Energia Não Fornecida	33
4.1	Introdução	33
4.2	Indicador para avaliar o Risco	33
4.2.1	A obtenção das taxas de falha, cargas, tempos de reposição e as simplificações	43

4.3	Sumário do Capítulo 4	47
5	Estudo dos incidentes nas linhas e transformadores da RNT e Risco de Energia Não Fornecida	49
5.1	Introdução	49
5.2	Causas dos incidentes, em linhas, para cada um dos eventos apresentados em 4.2	49
5.3	Causas dos incidentes, em transformadores, para cada um dos eventos apresentados no capítulo 4	53
5.4	Variação dos incidentes ao longo dos meses do ano, considerando os dados de 2012 a 2016	54
5.5	Apresentação dos valores obtidos para as taxas de falha e tempos médios dos eventos definidos em 4.2	57
5.6	O Risco calculado para os pontos de entrega, com base nos planos anuais de indisponibilidades de 2016 e 2017	58
5.7	Sumário do Capítulo 5	62
6	Conclusões e Trabalho Futuro	63
6.1	Conclusões	63
6.2	Limitações nos dados usados	64
6.3	Contribuições da Dissertação	64
6.4	Trabalhos Futuros	65
A	Estudo dos incidentes com saída de serviço de linhas e transformadores da RNT	67
A.1	Estudo dos incidentes em linhas de 150 kV, para cada um dos eventos considerados em 4.2	67
A.2	Estudo dos incidentes em linhas de 220 kV, para cada um dos eventos considerados em 4.2	70
A.3	Estudo dos incidentes em linhas de 400 kV, para cada um dos eventos considerados em 4.2	73
A.4	Estudo dos incidentes dos transformadores da RNT, para cada um dos eventos considerados em 4.2	76
B	Exemplos de Cálculo do Risco de Energia Não Fornecida, na sequência de manutenções, para um Ponto de Entrega da RNT	81
	Referências	87

Lista de Figuras

2.1	Setores do Operador da Rede de Transporte, enquanto Gestor Global do Sistema.	7
2.2	Evolução da fiabilidade do sistema com o investimento	9
2.3	Taxa de avarias de um componente, ao longo do seu ciclo de vida	10
2.4	Parcelas da Energia Não Fornecida	15
2.5	Esquema da Rede de Transporte que liga a um ponto de entrega genérico da Rede de Distribuição, onde: MAT – Muito Alta Tensão; AT – Alta Tensão; MT – Média Tensão.	16
3.1	Ciclo Operacional de um componente do Sistema de Energia.	20
3.2	Montagem de dispositivos anti-nidificação	23
3.3	A aceitação do Risco.	28
3.4	Curva de IsoRisco.	29
4.1	Árvore de decisão das ações a tomar, em caso de incidente durante uma manutenção de um transformador ou linha, que provoque a perda de segurança N-1 na alimentação dos consumos.	35
4.2	Esquema de um Ponto de Entrega da RNT.	38
4.3	Restrições para o intervalo de tempo a considerar em cada evento.	42
4.4	Esquema simplificado de um PdE da RNT, e da RND a jusante.	44
5.1	Percentagem dos incidentes, que provocam saídas de serviço do elemento afetado, que ocorrem em linhas de 150 kV, por causa.	50
5.2	Percentagem dos incidentes, que provocam saídas de serviço do elemento afetado, que ocorrem em linhas de 220, por causa.	51
5.3	Percentagem dos incidentes, que provocam saídas de serviço do elemento afetado, que ocorrem em linhas de 400 kV, por causa.	52
5.4	Percentagem dos incidentes, que provocam saídas de serviço do elemento afetado, que ocorrem em transformadores, por causa.	54
5.5	Distribuição, em percentagem, dos incidentes ao longo do ano, para linhas de 150 kV, em percentagem.	55
5.6	Distribuição, em percentagem, dos incidentes ao longo do ano, para linhas de 220 kV, em percentagem.	55
5.7	Distribuição, em percentagem, dos incidentes ao longo do ano, para linhas de 400 kV, em percentagem.	56
5.8	Variação do número de incidentes ao longo do ano, para transformadores, em percentagem.	56
A.1	Percentagem dos incidentes, que provocam saídas de serviço do elemento afetado com uma duração de 1 segundo a 5 minutos, em linhas de 150 kV, por causa. . .	67

A.2	Percentagem dos incidentes, que provocam saídas de serviço do elemento afetado com uma duração de 5 minutos a 2 horas, em linhas de 150 kV, por causa.	68
A.3	Percentagem dos incidentes, que provocam saídas de serviço do elemento afetado com uma duração de 2 a 8 horas, em linhas de 150 kV, por causa.	68
A.4	Percentagem dos incidentes, que provocam saídas de serviço do elemento afetado com uma duração de 8 a 48 horas, em linhas de 150 kV, por causa.	69
A.5	Percentagem dos incidentes, que provocam saídas de serviço do elemento afetado com uma duração superior a 48 horas, em linhas de 150 kV, por causa.	69
A.6	Percentagem dos incidentes, que provocam saídas de serviço do elemento afetado com uma duração de 1 segundo a 5 minutos, em linhas de 220 kV, por causa. . . .	70
A.7	Percentagem dos incidentes, que provocam saídas de serviço do elemento afetado com uma duração de 5 minutos a 2 horas, em linhas de 220 kV, por causa.	71
A.8	Percentagem dos incidentes, que provocam saídas de serviço do elemento afetado com uma duração de 2 a 8 horas, em linhas de 220 kV, por causa.	71
A.9	Percentagem dos incidentes, que provocam saídas de serviço do elemento afetado com uma duração de 8 a 48 horas, em linhas de 220 kV, por causa.	72
A.10	Percentagem dos incidentes, que provocam saídas de serviço do elemento afetado com uma duração superior a 48 horas, em linhas de 220 kV, por causa.	72
A.11	Percentagem dos incidentes, que provocam saídas de serviço do elemento afetado com uma duração de 1 segundo a 5 minutos, em linhas de 400 kV, por causa. . . .	73
A.12	Percentagem dos incidentes, que provocam saídas de serviço do elemento afetado com uma duração de 5 minutos a 2 horas, em linhas de 400 kV, por causa.	74
A.13	Percentagem dos incidentes, que provocam saídas de serviço do elemento afetado com uma duração de 2 a 8 horas, em linhas de 400 kV, por causa.	74
A.14	Percentagem dos incidentes, que provocam saídas de serviço do elemento afetado com uma duração de 8 a 48 horas, em linhas de 400 kV, por causa.	75
A.15	Percentagem dos incidentes, que provocam saídas de serviço do elemento afetado com uma duração superior a 48 horas, em linhas de 400 kV, por causa.	75
A.16	Percentagem dos incidentes, que provocam saídas de serviço do elemento afetado com uma duração de 1 segundo a 5 minutos, em transformadores, por causa. . . .	76
A.17	Percentagem dos incidentes, que provocam saídas de serviço do elemento afetado com uma duração de 5 minutos a 2 horas, em transformadores, por causa.	77
A.18	Percentagem dos incidentes, que provocam saídas de serviço do elemento afetado com uma duração de 2 a 8 horas, em transformadores, por causa.	77
A.19	Percentagem dos incidentes, que provocam saídas de serviço do elemento afetado com uma duração de 8 a 48 horas, em transformadores, por causa.	78
A.20	Percentagem dos incidentes, que provocam saídas de serviço do elemento afetado com uma duração superior a 48 horas, em transformadores, por causa.	78
B.1	Esquema de um Ponto de Entrega da RNT.	81

Lista de Tabelas

5.1	Taxas de falhas e tempos médios de reposição, para cada evento, em linhas de 150 kV.	57
5.2	Taxas de falhas e tempos médios de reposição, para cada evento, em linhas de 220 kV.	57
5.3	Taxas de falhas e tempos médios de reposição, para cada evento, em linhas de 400 kV.	57
5.4	Taxas de falhas e tempos médios de reposição, para cada evento, em transformadores.	58
5.5	Risco para os pontos de entrega monoalimentados ligados à RND.	58
5.6	Risco para os pontos de entrega monoalimentados, ligados a clientes MAT.	58
5.7	Risco para os pontos de entrega bialimentados ligados à RND, considerando as indisponibilidades do plano de 2017.	59
5.8	Risco para os pontos de entrega bialimentados ligados a Clientes MAT, considerando as indisponibilidades do plano anual de 2017.	59
5.9	Risco para os pontos de entrega bialimentados ligados à RND, considerando as indisponibilidades do plano de 2016.	60
5.10	Risco para os pontos de entrega bialimentados ligados a Clientes MAT, considerando as indisponibilidades do plano anual de 2016.	60
B.1	Taxas de falhas e tempos médios de reposição, para cada evento, em linhas de 150 kV.	82
B.2	Cargas médias, para cada estação do ano, para o Ponto de Entrega P	82

Abreviaturas e Símbolos

AT	Alta Tensão
COR	Centro de Operação de Rede
DI	Duração total das interrupções
ENF	Energia Não Fornecida
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
LOLF	Loss of Load Frequency
LOLP	Loss of Load Probability
MAIFI	Frequência média das interrupções de curta duração do sistema
MAT	Muito Alta Tensão
MT	Média Tensão
NI	Número de Interrupções
ORD	Operador da Rede de Distribuição
ORT	Operador da Rede de Transporte
PdE	Ponto de Entrega
RNT	Rede Nacional de Transporte
RND	Rede Nacional de Distribuição
SAIDI	Duração média das interrupções do sistema
SAIFI	Frequência média das interrupções de longa duração do sistema
SARI	Tempo médio de reposição de serviço do sistema
TIE	Tempo de interrupção equivalente

Capítulo 1

Introdução

A presente dissertação, foi realizada no âmbito do Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores. Neste primeiro capítulo da dissertação será apresentada a contextualização do tema, apresentados os objetivos, motivação e a sua estrutura.

1.1 Contextualização

A sociedade está fortemente dependente da energia elétrica. Cortes de energia afetam praticamente todos os setores económicos [1]. O desenvolvimento dos sistemas de comando, controlo e proteções permitiu que o serviço de fornecimento de energia tivesse cada vez mais qualidade, o que aumenta a expectativa dos consumidores. Estes exigem um serviço contínuo e de qualidade.

A Rede Nacional de Transporte (RNT) tem um papel fundamental para que a energia seja entregue com qualidade e de forma contínua aos consumidores. A sua função é transportar, em Muito Alta Tensão (MAT), a energia produzida nos centros de produção para os centros de consumo. Falhas na rede de transporte provocam grandes prejuízos no quotidiano das populações.

O Operador da Rede Nacional de Transporte é responsável por garantir o correto funcionamento da rede de transporte, assegurando a entrega ininterrupta de energia nos pontos de entrega¹, assim como executar as manutenções e reparações necessárias [3]. Quando se executam manutenções em elementos individuais principais, como linhas e transformadores, o sistema fica fragilizado, pois irá funcionar com menos um componente. Pelo que, a possibilidade de haver cortes de energia aumenta.

1.2 Motivação e Objetivos

A desverticalização do Sistema de Energia e a liberalização do mercado aumentaram a concorrência entre as empresas produtoras e comercializadoras, o que leva, a que por vezes, o sistema seja operado em condições limite.

¹Ponto de Entrega - Ponto da RNT onde se entrega electricidade à instalação de um cliente ou a outra rede [2].

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) obriga a que o fornecimento de energia seja o mais contínuo possível, exigindo que as empresas responsáveis pelo transporte e distribuição de energia procurem ser o mais eficientes possível.

As manutenções em linhas e transformadores da Rede Nacional de Transporte contribuem para que o período de vida útil de cada equipamento possa ser aumentado, diminuindo os custos de operação e aumentando a fiabilidade do sistema [4]. No entanto, quando estas são realizadas em zonas fragilizadas do sistema, nomeadamente pontos de entrega bialimentados², podem ocorrer incidentes no elemento que assegura os consumos, o que irá provocar cortes no fornecimento de energia.

É objetivo da presente dissertação desenvolver um algoritmo que permita calcular o Risco de Energia Não Fornecida quando se executam manutenções num elemento (linha ou transformador), em locais da rede, onde existem duas linhas ou transformadores a assegurar a alimentação dos pontos de entrega. Após o desenvolvimento do algoritmo, analisaram-se os planos anuais de indisponibilidades³ dos anos de 2016 e 2017, sendo o Risco destas indisponibilidades comparado com o Risco dos pontos de entrega monoalimentados⁴.

1.3 Estrutura da Dissertação

A presente dissertação está dividida em 6 capítulos.

No primeiro capítulo é introduzido o tema e são apresentados a motivação, os objetivos e a estrutura.

No segundo capítulo é feita uma introdução aos conceitos de fiabilidade e continuidade no fornecimento de energia elétrica. São apresentados os indicadores para avaliar a continuidade de serviço, o critério de segurança N-1 usado pelo operador da Rede Nacional de Transporte, os procedimentos usados para avaliar a continuidade de serviço, e ainda, o método de cálculo da Energia Não Fornecida.

No terceiro capítulo são descritas as manutenções a realizar em linhas e transformadores, as regras gerais para a análise das indisponibilidades e a interação entre o Operador de Rede Nacional de Transporte e Operador da Rede Nacional de Distribuição, quando se realizam as operações de manutenção. É ainda neste capítulo apresentada a fórmula base do Risco de cortes no abastecimento dos consumos, associado à execução de manutenções, e descritos alguns dos trabalhos realizados nesta área.

No quarto capítulo é apresentada a metodologia de cálculo desenvolvida para calcular o Risco de Energia Não Fornecida, em pontos de entrega mono e bialimentados. É apresentado o método

²Ponto de Entrega Bialimentado - Ponto de Entrega onde existem duas linhas ou dois transformadores a fazer a ligação entre a RNT e a instalação do cliente ou outra rede. Por exemplo a Figura 4.2

³Indisponibilidade - o elemento encontram-se num estado em que não pode funcionar, neste caso, devido a ações de manutenção.

⁴Ponto de Entrega Monoalimentado - Ponto de Entrega onde existe uma linha ou transformador a fazer a ligação entre a RNT e a instalação do cliente ou outra rede. Por exemplo na Figura 2.5 há apenas um transformador a fazer a ligação entre a RNT e a instalação do cliente ou outra rede

de cálculo usado para a obtenção de todos os valores necessários, assim como todas as simplificações realizadas.

O quinto capítulo contém um estudo dos incidentes que aconteceram na Rede Nacional de Transporte e que causaram a saída de serviço do elemento de rede (linha ou transformador) afetado. Este capítulo contém ainda a exposição dos resultados dos Riscos de Energia Não Fornecida obtidos a partir da análise dos planos anuais de indisponibilidades de 2016 e 2017.

No sexto e último capítulo encontram-se as conclusões, limitações do método e as contribuições da dissertação.

Capítulo 2

Fiabilidade e Operação da Rede Nacional de Transporte de Eletricidade

Neste capítulo será descrita a estrutura da Rede Nacional de Transporte de Eletricidade (RNT), assim como a sua forma de operação. Define-se o Critério de Segurança N-1, o qual é usado em estudos de segurança para o planeamento e operação da RNT de Eletricidade. É feita uma pequena introdução a conceitos gerais a ter em conta em estudos de fiabilidade, assim como as dificuldades de execução destes estudos no Sistema de Energia.

São apresentados os incidentes mais comuns, que afetam as linhas e transformadores de potência da Rede Nacional de Transporte, perturbando por vezes a continuidade de serviço, e os indicadores gerais e individuais usados para a avaliar. De seguida, é descrito o procedimento do Operador da Rede Nacional de Transporte para o cálculo dos indicadores gerais e individuais. Dentro destes é dada uma especial atenção à Energia Não Fornecida.

2.1 Introdução

A Rede Nacional de Transporte de Eletricidade assegura o transporte de energia dos grandes centros elétricos produtores até aos locais de distribuição, assegurando o equilíbrio entre produção e consumo. O transporte da energia é realizado em Muita Alta Tensão¹, tendo a REN – Redes Energéticas Nacionais, SA, segundo o artigo nº69 do Decreto-Lei 29/2006, a concessão exclusiva da Rede Nacional de Transporte, em regime de serviço público [3].

Uma vez que a Rede Nacional de Transporte assegura a interligação entre a produção e a distribuição, é necessário que esta funcione da forma mais fiável possível, pois falhas na Rede Nacional de Transporte podem comprometer todo o Sistema de Energia. Esta fiabilidade da rede é conseguida através do planeamento e operação de todo o sistema de transporte, mediante o cumprimento de critérios de segurança², que ajudem a minimizar os impactos dos possíveis incidentes.³

¹"Muito Alta Tensão (MAT) - Tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 110 kV " [5].

²Por exemplo o Critério de Segurança N-1 apresentado em 2.3.1.

³"Qualquer anomalia na rede eléctrica, com origem no sistema de potência ou não, que requeira ou cause a abertura automática de disjuntores" [6].

2.2 A estrutura da Rede Nacional de Transporte de Eletricidade

A atividade do transporte integra a gestão, exploração e manutenção do sistema, assim como a garantia de interligação a outras redes [7, 8].

A RNT é uma rede malhada, que compreende a rede de Muito Alta Tensão, e está dividida em 3 níveis de tensão – 150, 220 e 400 kV. É constituída por 66 subestações, 12 postos de corte, 2 de seccionamento, 1 de transição, um conjunto de linhas de transporte maioritariamente aéreas, as interligações, as instalações para a operação da rede de transporte e a rede de telecomunicações. A RNT encontra-se ligada à rede espanhola por meio de 9 interligações (6 a 400 kV e 3 a 220 kV) [7, 8]. Para além da gestão da rede nacional, é necessário fazer uma gestão e operação das interligações com Espanha, uma vez que estas permitem o fluxo internacional de eletricidade, o que assume uma grande importância de carácter comercial, possibilitando um mercado concorrencial. Além disso, tem uma importância operacional, permitindo um auxílio mútuo entre as redes de Portugal e do resto da rede da ENTSO-E⁴, no caso de incidentes graves [7].

Atualmente, existem pontos de entrega críticos para o bom funcionamento da RNT, nomeadamente pontos monoalimentados (só uma linha ou transformador) ou pontos bialimentados (duas linhas ou dois transformadores) que se tornam monoalimentados no caso de haver necessidade de manutenções preventivas.

Neste momento, existem 6 pontos monoalimentados e 38 bialimentados na RNT. Estas situações acarretam vários problemas ao Operador da Rede Nacional de Transporte, uma vez que, a perda de elementos, levará a cortes de carga nos pontos de entrega (PdE). O problema torna-se ainda mais grave nos casos em que o Operador da Rede Nacional de Distribuição não tem capacidade para transferir a totalidade dos consumos. Estas situações põem em causa a continuidade de serviço, e causam a degradação dos indicadores de continuidade de serviço, que são definidos em 2.4.2.1 e 2.4.2.2.

2.3 Operação da Rede Nacional de Transporte de Eletricidade

Conforme o disposto no ponto 1 do artigo nº 5 do Regulamento de Operação das Redes Eléctricas, a Gestão Global do Sistema da RNT é da responsabilidade do Operador da Rede de Transporte (ORT) [8]. A Gestão Global do Sistema tem como principais responsabilidades a monitorização, o controlo e a operação da RNT, em tempo real. Para isso, é usado um sistema SCADA/EMS, que permite identificar situações irregulares e o restabelecimento do serviço após a ocorrência de um incidente. É ainda da responsabilidade da Gestão Global do Sistema a gestão de relações comerciais [9].

O Operador da Rede de Transporte divide a Gestão Global do Sistema em 4 sectores, conforme ilustra a figura 2.1.

⁴ ENTSO-E (*European Network of Transmission System Operators*) é o representante de 42 Operadores de Redes de Transporte de Eletricidade, em 35 países da Europa.

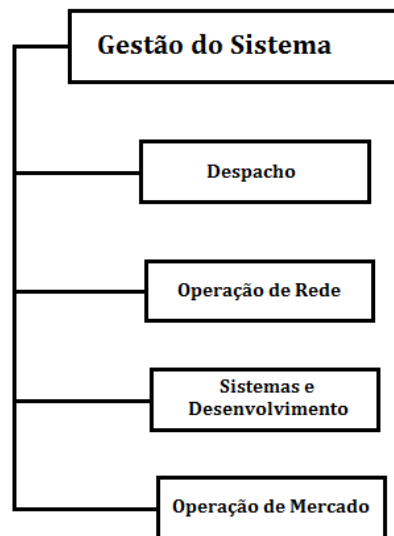


Figura 2.1: Setores do Operador da Rede de Transporte, enquanto Gestor Global do Sistema [9].

No Despacho garante-se o equilíbrio entre a produção e o consumo, assim como identificação de situações que possam pôr em causa a segurança da rede, criando-se planos de segurança. São coordenadas as indisponibilidades da RNT e de produtores em regime especial [9].

Na Operação da Rede, a RNT é operada remotamente e em tempo real a partir do Centro de Operação de Rede (COR). Aqui são realizadas manobras que permitem a reposição em serviço dos elementos da RNT após a ocorrência de um incidente, ou devido a indisponibilidades, programadas ou não, de elementos de rede. As manobras são realizadas em conjunto com o Despacho e/ou outras entidades externas, e podem ser realizadas por telecomando, ou através de equipas no local. É ainda responsável pela programação de indisponibilidades [9].

Os Sistemas de Desenvolvimento têm como função gerir os sistemas de informação que auxiliam as restantes atividades, contribuindo para o seu bom funcionamento e articulação. Efetuam previsões de geração, por forma a garantir a integração de produção com energias renováveis, e tentam garantir a continuidade de operação melhorando o plano de contingências [9].

O Operador de Mercado gere os mercados de eletricidade, e faz a gestão de contratos de interruptibilidade. Tem ainda a função de gerir e desenvolver o sistema de tele-contagem, garantindo o correto funcionamento do mesmo [9].

A Gestão da RNT é feita por quatro setores diferentes que seguem normas e critérios, internos e externos, nomeadamente da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), por forma a haver coesão e articulação entre eles, garantindo a segurança dos consumos, das pessoas e dos elementos da rede.

2.3.1 Critério de Segurança N-1

Segundo o procedimento nº6, ponto 2.3 do Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema do Setor Elétrico elaborado pela ERSE, o ORT deverá proceder à realização de estudos de segurança da rede, de maneira a identificar incidentes que resultem na perda de segurança ou abastecimento de consumos. Na realização destes estudos deverá ser usado o Critério de Segurança N-1 [10].

Repare-se que, a Rede Nacional de Transporte é um sistema complexo e constituído por muitos componentes, pelo que, a possibilidade de ocorrerem situações em que haja a perda de elementos de rede é elevada, não sendo possível estudar todas as possibilidades. Daí a importância de definir um critério determinístico que ajude a determinar quais as contingências que podem causar mais impacto no abastecimento de consumos. Assim, segundo a definição que consta no apêndice 1 do “System Operation Agreement”, elaborado pela “European Network of Transmission System Operators for Electricity”, o critério N-1 pode ser definido como uma forma de expressar o nível de segurança de um sistema de energia, que implica que o sistema pode suportar a perda de um componente principal individual como uma unidade de produção, linha, barramento, transformador, carga, etc.⁵

O critério N-1 pode ser usado tanto para a fase do planeamento da rede como para a operação da Rede Nacional de Transporte [11]. Quando ocorre um incidente na rede de transporte, e sem que haja reconfiguração topológica da RNT, nenhum outro elemento deve sofrer perturbações que violem os máximos ou mínimos de tensão e de sobrecarga [8].

Quando se opera a RNT em tempo real, devem ser verificadas as condições da rede nesse momento, devendo-se ter o cuidado de não executar manobras que ponham em causa o critério acima definido, tentando-se garantir, o mais possível o funcionamento do sistema e abastecimento adequado dos consumos após a saída de serviço de um componente principal individual.

Com este critério determinístico pretende-se assegurar a fiabilidade do sistema, garantindo-se o fornecimento de energia nos pontos de entrega, de forma adequada, mas com um custo de investimento aceitável. Mas, como se explica em [12] e [13], por vezes estes critérios determinísticos, como N-1 ou N-k, levam a soluções de planeamento que necessitam de maior investimento, pois são baseadas na análise do pior caso, isto é, quando há perda de um elemento principal, o sistema não pode sofrer perturbações. A solução seria assim usar técnicas probabilísticas, e calcular índices como o LOLP – “Loss of Load Probability”, LOLF – “Loss of Load Frequency” ou ainda EENS – “Expected Energy Not Supplied”. No entanto, é muito difícil definir o nível de fiabilidade de um sistema baseado nestes critérios, uma vez que estes dependem de muitos fatores, como por exemplo, ações corretivas no momento dos incidentes. Assim, como se explica em [12], é esta a principal razão para as entidades responsáveis pelo planeamento e operação das redes de transporte preferirem a utilização do critério determinístico N-1, aos probabilísticos, quando pretendem definir os níveis de segurança da sua rede, visto que, se este último for cumprido, está assegurado o funcionamento do sistema independentemente de possíveis ações corretivas ou níveis de carga

⁵Tradução para português da frase original em inglês.

que possam ocorrer no momento de ocorrência do defeito. No entanto, os métodos probabilísticos são da máxima importância para fazer previsões de consumos, análises de risco ou identificação de áreas fragilizadas do sistema de energia – estudos de fiabilidade.

2.4 Conceitos gerais de fiabilidade – qualidade e continuidade de serviço

A fiabilidade de um sistema ou componente pode ter muitas definições. Para sistemas ou componentes, esta pode ser definida como a probabilidade de o sistema, ou componente funcionar, realizando a sua função de forma adequada, nas condições para o qual foi desenhado, e para o intervalo de tempo definido [11, 14]. Quando se trata de uma rede de transporte de energia, e como definido pela ENTSO-E em [15], a fiabilidade da rede é a capacidade da mesma, para entregar a energia a todos os pontos de entrega, dentro dos padrões de qualidade aceitáveis e na quantidade necessária. Seguindo a definição dada anteriormente, devemos ter em atenção que, a análise de fiabilidade para um sistema de energia prende-se não só com a capacidade do sistema funcionar – continuidade de serviço, como também com a capacidade do sistema para entregar a energia nas condições adequadas – qualidade de serviço [14]. É necessário ter em conta que a fiabilidade não pode ser conseguida a qualquer custo. Como se pode observar a partir do gráfico da figura 2.2, há um nível de investimento, no qual resulta um aumento quase insignificante da fiabilidade.

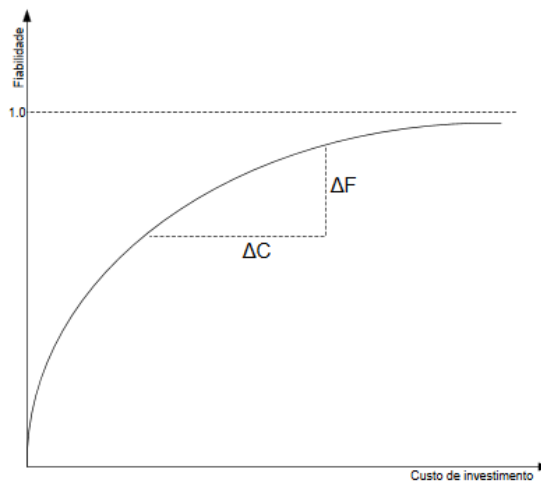


Figura 2.2: Evolução da fiabilidade do sistema com o investimento [16].

Com isto, pretende-se mostrar que os planos de investimento têm de ser pensados, pois é necessário que os custos de investimento sejam recuperados pelas empresas do setor, sem que os consumidores vejam os seus preços a subir rapidamente, num curto espaço de tempo. Para que seja possível atingir o equilíbrio surge a necessidade da realização de estudos de fiabilidade, por

forma a que sejam identificadas áreas do sistema mais fragilizadas, e onde a fiabilidade possa ser incrementada de forma sustentável.

Quando se pretende realizar estudos de fiabilidade em sistemas de energia é necessário conhecer todos os elementos do sistema, assim como os valores dos índices de fiabilidade associados a esses elementos, como a duração média da avaria (r-horas), a indisponibilidade média anual (U – horas/ano) e a taxa de avarias.

A taxa de avarias de um componente, para um dado instante de tempo t , é a probabilidade do componente avariar no intervalo de tempo $(t, t + \Delta t)$, dividida por t . A taxa de avarias pode ser considerada constante, no caso de componentes elétricos, que se encontrem em fase de vida útil, e que tenham uma boa manutenção preventiva [14].

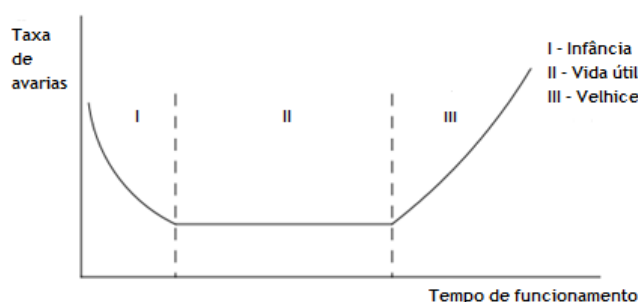


Figura 2.3: Taxa de avarias de um componente, ao longo do seu ciclo de vida [14].

A fiabilidade de um componente, para um dado instante t pode ser calculada em função da taxa de avarias por: $R(t) = e^{-t}$, como é demonstrado em [14] e [17].

A taxa de avarias do componente (avarias/ano), a duração média da avaria (r-horas) e a indisponibilidade média anual (U – horas/ano), são conceitos fundamentais que têm de ser considerados quando se pretendem executar estudos de fiabilidade. Estes estudos são sempre de elevada complexidade, quando se trata de sistemas de energia, isto deve-se, em especial, ao grande número de componentes e consequentemente ao elevado número de estados a ser necessário considerar. Repare-se que, pelas definições acima apresentadas, não se pode dizer que um sistema é fiável se a qualidade da energia for comprometida, pelo que é necessário também, para a avaliação da fiabilidade, avaliar a forma e condições em que a energia chega aos pontos de entrega.

Uma das dificuldades dos estudos de fiabilidade em sistemas como a RNT é a obtenção de dados históricos, que permitam fazer análises e comparações. A rede está em constante mudança⁶, o que dificulta a obtenção das taxas de avarias dos seus componentes. Os dados relativos a todos os incidentes devem ser armazenados, visto que só uma descrição bem estruturada dos incidentes permitirá o estudo dos seus impactos e da sua frequência. Estes estudos exigem a criação de bases de dados de grande capacidade e muito organizadas, para que se consigam encontrar padrões dos incidentes e obter resultados válidos.

⁶Comprimento de linhas em serviço a 31/12/2016 era de 8 863 km, tendo sido de 8 805 km a 31/12/2015 [7].

2.4.1 Incidentes na Rede Nacional de Transporte

Um incidente, é definido em [6] como uma anomalia na rede eléctrica, que pode ou não ter origem no sistema de potência, e que requer ou causa a abertura automática de disjuntores. Assim, os incidentes provocam o isolamento de elementos da rede retirando-os de serviço. Estas saídas de serviço dos elementos de rede, provocadas pelos incidentes que ocorrem na RNT, podem ser classificadas em:

- Transitórias – saída de serviço, em que o elemento de rede fica intacto e pode ser reposto em serviço automaticamente [18]; Este tipo de defeitos não causam a perda de continuidade de serviço, pois, têm durações inferiores a 1 segundo [18]; Podem, no entanto, causar problemas na qualidade de onda de tensão, pois provocam cavas de tensão;⁷
- Temporárias – numa saída de serviço temporária o elemento que saiu de serviço não se encontra danificado, mas só poderá ser recolocado em serviço após uma operação manual do operador de rede, ou através da ida ao local onde se encontra o equipamento, de equipas especializadas [18];
- Permanentes - no caso de defeitos permanentes o equipamento encontra-se danificado, e só pode ser recolocado em serviço após reparação ou substituição [18];
- Relacionadas com o sistema – este tipo de saídas de serviço resulta das condições a que o sistema está sujeito, não sendo causadas por eventos que afetem diretamente o componente que sofreu a saída de serviço (saída de serviço de linhas devido a efeitos em cascata) [18].

Aos vários incidentes que podem ocorrer na RNT, estão associados vários tipos de saída de serviço dos elementos, que podem originar consequências mais ou menos graves para a RNT, dependendo: da duração, da dimensão do incidente, do número de componentes afetados e de qual/quais o(s) elemento(s) a ser(em) afetado(s) ou condições da rede no instante do incidente. Nem sempre a saída de serviço de um ou mais elementos provoca interrupções de consumo, ou perturbações graves – Critério de Segurança N-k. Para além das consequências na rede que determinado incidente provoca, é essencial perceber qual o evento que lhe deu origem. A RNT tem uma grande dimensão, e um elevado grau de complexidade, pelo que existem diversas causas para os incidentes. A ocorrência de um dado fenómeno, como por exemplo, descargas atmosféricas, pode afetar vários elementos tendo consequências diferentes para cada elemento⁸, posto isto, os incidentes devem estar bem definidos, e ser registados, de maneira a que se percebam as causas que dão origem ao maior número de incidentes num dado componente, e que seja possível mitigá-las, ou reduzir os efeitos nefastos para a RNT. Deste modo, dependendo do elemento, linhas ou

⁷A ERSE define em [19] cava de tensão como sendo a diminuição brusca da tensão de alimentação para um valor situado entre 90% e 1% da tensão declarada, seguida do restabelecimento da tensão depois de um curto lapso de tempo. Por convenção, uma cava de tensão dura de 10 milissegundos a 1 minuto.

⁸A partir do estudo dos incidentes da RNT apresentado em 4.2 verifica-se que as descargas atmosféricas afetam mais os níveis de tensão mais baixos.

transformadores, as causas e as consequências no sistema de energia serão diferentes, visto que a exposição às condições ambientais também é diferente.

A maioria dos incidentes em linhas MAT, causam disparos dos disjuntores seguidos de religação rápida [20], não sendo necessária a interferência do ORT. Por conseguinte, apesar de o incidente ser registado na base de dados, e ter impactos nas tensões do sistema, apenas origina interrupções com durações inferiores a 1 segundo, não interferindo por isso nos valores dos indicadores de continuidade de serviço.

Quando ocorrem defeitos em transformadores, ao contrário das linhas, não são possíveis reposições rápidas, e não é normalmente possível repor o serviço a partir do Centro de Operação de Rede (COR). Repare-se que os transformadores não estão expostos aos mesmos agentes externos que as linhas, e quando ocorrem defeitos em transformadores, regra geral, são defeitos internos. Assim, as proteções que protegem a máquina para defeitos internos, como por exemplo a Proteção Buchholz, causam o bloqueio da manobra de disjuntores, impedindo o Operador da Rede de fazer manobras e recolocar o elemento em serviço [21]. O transformador só será reposto em serviço, após a inspeção da máquina no local, por forma a garantir que a máquina tem um funcionamento seguro e adequado.

Na presente dissertação, para efeitos do cálculo das taxas de avarias e tempos médios de reposição dos elementos só foram contabilizados os incidentes que afetam linhas ou transformadores, causando perdas de continuidade de serviço, não sendo considerados incidentes que causem outras perturbações (tensão, frequência) ou efeitos em cascata. Assim, todos os incidentes com uma reposição inferior a 1 segundo foram excluídos.

2.4.2 Continuidade de Serviço na Rede Nacional de Transporte

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), define a continuidade de serviço como sendo um meio de avaliar as ocorrências que causem interrupções no abastecimento de energia nos pontos de entrega de uma rede a um cliente final, ou de uma rede a outra (a rede de transporte entrega a energia à rede de distribuição). Estes acontecimentos podem ser previstos ou acidentais. A continuidade de serviço para além de avaliar o número de interrupções deve avaliar também a sua duração e severidade [22].

Para avaliação da continuidade de serviço na rede de transporte são usados indicadores, que estão definidos, pela ERSE no Regulamento de Qualidade e Serviço. A ERSE, para efeitos do cálculo dos indicadores de continuidade de serviço considera interrupções longas, isto é, aquelas que têm uma duração superior a 3 minutos, e interrupções breves [23, 24]. Estas últimas são definidas em [23] como interrupções com uma duração igual ou superior a 1 segundo e inferior ou igual a 3 minutos.

Estes indicadores de continuidade de serviço podem assumir um carácter geral ou carácter individual [22], e são definidos em 2.4.2.1 e 2.4.2.2.

2.4.2.1 Indicadores gerais

Os indicadores gerais são calculados para toda a RNT. Dos indicadores gerais, aqueles que consideram interrupções longas são os seguintes:

- TIE – Tempo de interrupção equivalente;
- SAIFI – Frequência média das interrupções de longa duração do sistema;
- SAIDI – Duração média das interrupções do sistema;
- SARI – Tempo médio de reposição de serviço do sistema;
- E por último a ENF – Energia Não Fornecida [23, 24].

Dos indicadores gerais, há apenas um que considera as interrupções breves: MAIFI – Frequência média das interrupções de curta duração do sistema [23, 24].

2.4.2.2 Indicadores Individuais

Os indicadores Individuais para a RNT, são determinados nos pontos de entrega, e conforme o disposto no Procedimento nº3 do [23] são os seguintes:

- Número de Interrupções (NI) – Indicador que representa o número total de interrupções longas verificadas num Ponto de Entrega (PdE) para um determinado período de tempo;
- Duração total das interrupções (DI) – Indicador que representa o tempo total das interrupções longas verificadas num PdE para um determinado período de tempo.

2.4.3 Procedimentos do Operador da Rede de Transporte para a determinação dos indicadores de continuidade de serviço

Quando ocorre um incidente na RNT que envolva interrupções nos pontos de entrega da mesma, seja da rede de distribuição, ou de clientes diretamente ligados à RNT, há um procedimento a seguir pelo ORT [24]. Assim, começa-se por registar o incidente numa aplicação informática, que contém uma base de dados com registos de todos os incidentes que ocorrem na RNT, e onde os mesmos são caracterizados (data e hora, causa, elemento de rede afetado, fases afetadas, tipo de defeito, atuação dos sistemas de proteção e data e hora da reposição). De seguida é calculada a Energia Não Fornecida associada ao incidente, e a interrupção é classificada como longa (>3 minutos) ou breve (≤ 3 minutos). No caso de interrupções breves procede-se ao cálculo do MAIFI e da ENF, e para interrupções longas é necessário classificar o evento que deu origem ao incidente, como excecional ou não, e respetiva aprovação da ERSE, e só depois da aprovação é que se procede ao cálculo dos Indicadores SAIFI, SAIDI, TIE, SARI e ENF. Após o procedimento estar concluído, todos os indicadores são divulgados interna e externamente [24].

2.5 A Energia Não Fornecida (ENF)

Por vezes, devido a acontecimentos imprevisíveis, resultantes de fenómenos naturais, ações de animais, defeitos nos materiais, erros de projeto, entre outros, há a saída de serviço, de um ou mais elementos da rede, que pode ou não causar interrupções de serviço nos pontos de entrega da RNT. Quando há uma interrupção, ao intervalo de tempo que demora a realizar-se a reposição de serviço, está associada uma potência que está a ser cortada, o que irá resultar num valor de Energia Não Fornecida.

Os custos da Energia Não Fornecida já foram alvo de vários estudos, como acontece em [1] e [25], onde se pretende avaliar quais os impactos de cortes de fornecimento de energia em vários sectores e qual é o Custo da Energia Não Fornecida. Repare-se, como se mostra em [1] e [25] que os custos das interrupções no fornecimento de energia não são constantes, e dependem da densidade populacional, quantidade de indústrias, hora e época do ano a que se deu a interrupção, e dependem ainda da duração da interrupção. Os custos das interrupções traduzem-se nas consequências económicas que as interrupções têm para os vários sectores industriais e impactos na vida quotidiana das populações. Assim, fazer análises sobre os pontos frágeis da rede, e realizar estimativas sobre a possível Energia Não Fornecida e quais os impactos das interrupções nos clientes torna-se essencial para o Operador da Rede de Transporte, não só pela pressão das entidades reguladoras para o aumento da eficiência, como também para avaliar possíveis investimentos na RNT.

Em [23], a Energia Não Fornecida – ENF, é definida como uma estimativa da Energia Não Fornecida associada a uma interrupção longa. Este valor é obtido através da potência cortada no início da interrupção e da duração da mesma.

Assim, após a ocorrência de um incidente que origine uma interrupção do fornecimento de energia da RNT a um cliente, é necessário colocar o mais rapidamente possível a tensão nos pontos de entrega. A este processo está associado um intervalo de tempo, que decorre entre início da interrupção (instante t_0 – no gráfico 2.4) e a reposição da tensão no Ponto de Entrega (instante t_1 – no gráfico 2.4), e consequentemente um valor de Energia Não Fornecida. A esta parcela da ENF dá-se o nome de Energia Não Fornecida 1 (ENF_1). Este é o valor da ENF que é diretamente imputável ao ORT, e será usado no cálculo dos indicadores de continuidade de serviço. Por forma a minimizar os impactos da ocorrência de interrupções, deve ser considerada, sempre que seja viável, a possibilidade de transferir cargas de um ponto afetado para um que não tenha sido afetado [23].

Quando o cliente em causa é a Rede Nacional de Distribuição (RND), é necessário fazer outras considerações. Repare-se que, depois de repostos os níveis de tensão nos pontos de entrega da RNT à RND, é necessário repor a energia nas redes de distribuição, junto aos clientes que não se encontram ligados diretamente à RNT. Esta reposição, não é instantânea e depende do grau de automatização das subestações da rede de distribuição e das suas características. A esta reposição de serviço está associada uma outra Energia Não Fornecida, que está subdividida em duas parcelas – ENF_2 e ENF_3 . À ENF_2 corresponde a energia não fornecida associada à reposição do serviço na

rede de distribuição, depois de ter havido colocação em tensão do ponto de entrega. Ao intervalo de tempo que o ORD demora a colocar em serviço os seus pontos de entrega, dá-se o nome de tempo convencionado de reposição das redes de distribuição – t_{cr} . Esta parcela da ENF é indiretamente imputável ao ORT. A ENF_3 é a parcela que corresponde à diferença entre o tempo real e o tempo convencionado de reposição das redes de distribuição, nos casos em que este é ultrapassado, sendo imputável ao operador da rede de distribuição em AT e MT [23, 26]. No gráfico seguinte, apresentam-se as diferentes parcelas de energia não fornecida, desde o instante em que ocorreu a interrupção (t_0), e a reposição total dos consumos nos pontos de entrega (t_4):

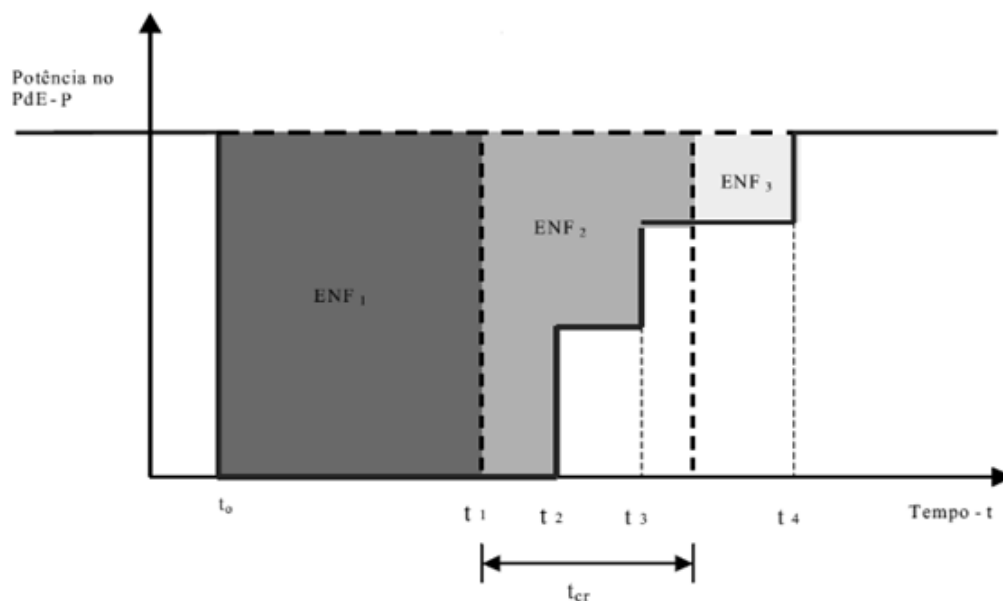


Figura 2.4: Parcelas da Energia Não Fornecida [23].

Para calcular as diferentes parcelas de ENF existe um protocolo entre o ORT e o ORD. A demonstração desse cálculo é apresentada a seguir com maior pormenor.

2.5.1 Demonstração teórica do cálculo da Energia Não Fornecida

Caso geral – Cálculo da ENF_1

A parcela da Energia Não Fornecida que é diretamente imputável ao ORT é a ENF_1 , pelo que se pretende aqui demonstrar a forma como se procede para obter este valor. Na figura 2.5 encontra-se um esquema de uma rede de distribuição que liga a um ponto de entrega genérico da RNT.

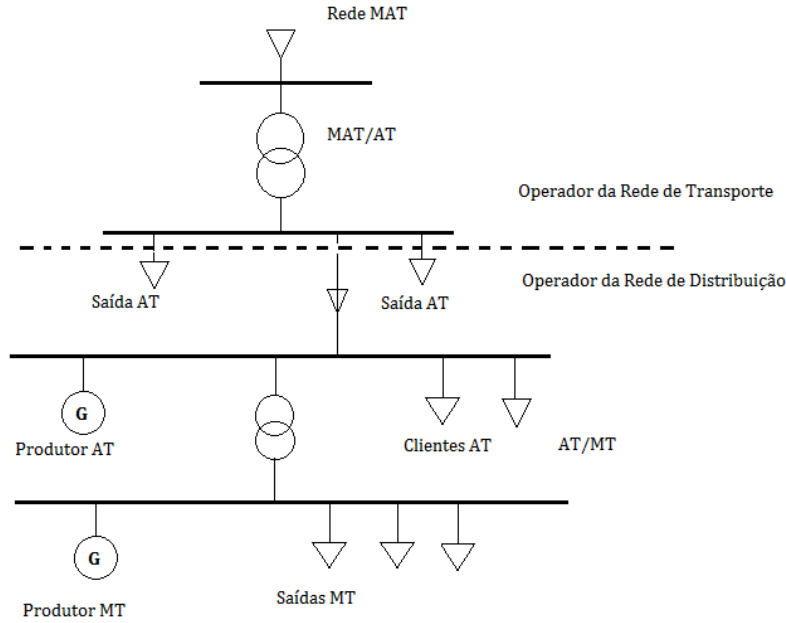


Figura 2.5: Esquema da Rede de Transporte que liga a um ponto de entrega genérico da Rede de Distribuição, onde: MAT – Muito Alta Tensão; AT – Alta Tensão; MT – Média Tensão.

Suponha-se que ocorreu um incidente que afeta n pontos de entrega da RNT à Rede de Distribuição. A ENF_1 associada a esse incidente, conforme o disposto no número [26] será o somatório das parcelas de ENF_1 relativas a cada um dos pontos de entrega da RNT.

$$ENF_1 = \sum_{i=1}^n ENF_{1_{PdE_i}}$$

Para cada um dos Pontos de Entrega da RNT afetados pelo incidente, a parcela correspondente da ENF_1 será dada por:

$$ENF_{1_{PdE}} = \sum_{j=1}^m P_{1_{fsaida(AT)_jPdE_i}} \times T_{1_{fsaida(AT)_jPdE_i}}$$

onde:

- $P_{1_{fsaida(AT)_jPdE_i}} = P_{saida(AT)_jPdE_i} + P_{(AT)_jPdE_i} + P_{(MT)_jPdE_i}$
- $P_{1_{fsaida(AT)_jPdE_i}}$ - potência total interrompida associada à saída j de AT do ponto de entrega i , ligado à RNT;
- $P_{saida(AT)_jPdE_i}$ - potência interrompida na saída j de AT do ponto de entrega i da rede de transporte, obtida a partir do sistema de tele-contagem, considerando a potência média fornecida no período de 15 minutos imediatamente anterior à interrupção;
- $P_{(AT)_jPdE_i}$ - potência fornecida pelos produtores ligados à rede AT do lado da Distribuição, no instante imediatamente anterior à interrupção, afetada pela interrupção da saída j do ponto de entrega i da Rede de Transporte;

- $P_{(MT)jPdE_i}$ - potência fornecida pelos produtores ligados à rede MT do lado da Distribuição, no instante imediatamente anterior à interrupção, afetada pela interrupção da saída j do ponto de entrega i da Rede de Transporte;
- $T_{1_{\int saída(AT)jPdE_i}}$ – tempo que decorre desde o início da interrupção até à reposição em tensão da saída j de AT do PdE i.

As potências são medidas em MW, com aproximação às décimas, e os tempos em horas, através da conversão do tempo, medido em minutos, com aproximação às décimas.

2.6 Sumário

A Rede Nacional de Transporte é operada e gerida por vários setores que trabalham em conjunto por forma a assegurar o bom funcionamento da mesma. O seu planeamento e operação seguem critérios determinísticos, como o critério N-1. Estes pretendem atingir um compromisso entre fiabilidade do sistema e investimento, garantindo o funcionamento correto da rede, mesmo depois da perda de um elemento principal. No entanto, continuam a existir pontos de entrega críticos na rede, onde a segurança de abastecimentos pode ser comprometida, pelo que há necessidade de realizar estudos de fiabilidade – continuidade de serviço, e realizar previsões dos impactos que podem haver caso haja interrupções de serviço em locais com as características apresentadas em [2.2](#) – pontos de entrega monoalimentados e pontos de entrega bialimentados.

Para estes estudos é necessário conhecer as taxas de avarias dos componentes, a duração média da avaria e o diagrama de cargas nos pontos de entrega. Os impactos decorrentes de incidentes que originem interrupções nos consumos serão refletidos nos índices de continuidade de serviço, nomeadamente a Energia Não Fornecida, mas podem ainda gerar um grande impacto no dia a dia das populações e nos setores económicos. Assim, torna-se essencial efetuar um estudo da RNT: identificar os PdEs mono e bialimentados, perceber qual a importância das manutenções preventivas, analisar os períodos de tempo em que as mesmas ocorrem e quais as condições necessárias à sua realização.

Para além destes fatores, é necessário identificar as ações e operações executadas pelo ORT e pelo ORD, respetivamente, e qual a sua interação, quando ocorrem incidentes na RNT, de modo a repor os consumos no menor intervalo de tempo possível. Só fazendo a identificação e estudo de todas estas condições será possível calcular o Risco de perda de alimentação dos pontos de entrega da RNT.

Capítulo 3

Indisponibilidades de Elementos de Rede na Rede Nacional de Transporte

Neste capítulo apresentam-se as manutenções a realizar nas linhas e transformadores da Rede Nacional de Transporte (RNT), assim como a forma como procede o Operador da Rede de Transporte (ORT) para as analisar. É ainda feita uma introdução ao Risco de Energia Não Fornecida associado às indisponibilidades, e aos fatores a considerar no seu cálculo.

3.1 Introdução

O transporte de energia dos grandes centros produtores para os locais de distribuição, que se encontram muitas vezes a grandes distâncias é feito em Muito Alta Tensão, por forma a que as perdas sejam minimizadas. Para elevar as tensões são assim necessários transformadores de potência, que se encontram em subestações perto dos locais de produção, e que permitem a elevação da tensão. De seguida a energia é transportada através das linhas de transmissão, e antes de chegar aos locais de distribuição é necessário baixar os níveis de tensão, sendo usados novamente os transformadores.

As linhas e os transformadores de potência são assim elementos essenciais para a RNT, e a sua perda pode implicar cortes de energia que afetem muitos clientes. O ORT deverá tentar ao máximo garantir que estes componentes se encontrem nas melhores condições possíveis, e tentar protegê-los de possíveis agentes externos que os possam danificar e comprometer o bom funcionamento da RNT.

3.2 A manutenção das linhas e transformadores da Rede Nacional de Transporte

No caso da atividade de transporte de eletricidade, e no caso do ORT português, há uma concessão, no entanto, como já referido, a entidade reguladora exige o cumprimento de regras e protocolos que permitam o fornecimento, o mais contínuo possível da eletricidade. Portanto, é

determinante detectar, prever e eliminar possíveis falhas dos componentes da RNT. A manutenção é um procedimento que tem como objetivo manter um dado elemento ou sistema em perfeitas condições de funcionamento [27]. A ERSE tem incentivos para a realização de manutenções em equipamentos em fim de vida útil. Estes incentivos têm a finalidade de manter em serviço equipamentos, cujo investimento já foi recuperado e que se encontram em perfeitas condições de funcionamento, em vez da substituição por equipamentos novos, sem colocar em risco o funcionamento do sistema [28].

A manutenção dos equipamentos permite a detecção e/ou eliminação de possíveis falhas, o que resulta num aumento da fiabilidade do sistema de transporte, através da redução da taxa de avarias e do MTTR (“mean time to repair”) dos elementos, sendo menos dispendiosa que a construção de novas linhas ou transformadores [13].

Em [29], um gráfico semelhante ao que se encontra na Figura 3.1 é usado para descrever o ciclo operacional de uma unidade de produção, podendo também ser usado para descrever o ciclo de um outro componente do sistema de energia como uma linha ou transformador.

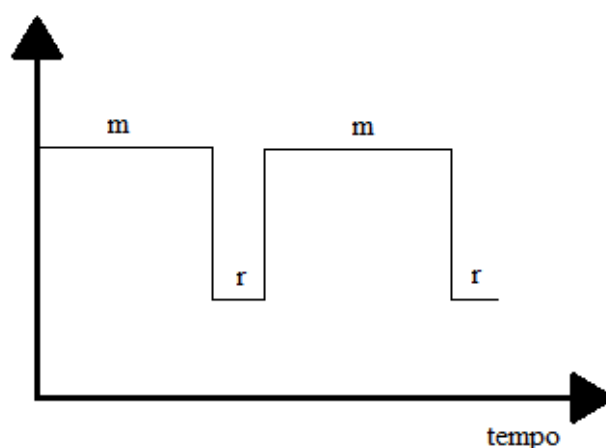


Figura 3.1: Ciclo Operacional de um componente do Sistema de Energia.

No gráfico “m” representa o MTTF – “mean time to failure” e r representa o MTTR – “mean time to repair”. O objetivo é que o valor de “m” seja o mais longo possível, permitindo que o componente funcione corretamente durante o maior intervalo de tempo possível, reduzindo a taxa de avarias [29].

A manutenção em linhas e transformadores é assim essencial, especialmente a manutenção preventiva, uma vez que tenta reduzir a ocorrência de falhas dos equipamentos. Assim, a manutenção de equipamentos permite:

- Aumentar a segurança dos equipamentos e das pessoas [4];
- Maior fiabilidade do componente e menor tempo entre reparações [4];

- Maior qualidade de serviço: aparelhos que tenham uma maior manutenção têm um padrão comportamental mais constante, e assim mais previsível, o que permite que o operador atue em conformidade e garanta mais facilmente a qualidade de serviço [4];
- Prolongamento do tempo de vida útil dos componentes: as manutenções dos equipamentos, permitem a redução de problemas de operação, ajudam a diminuir o desgaste de determinadas peças, e permitem a substituição de elementos com maior desgaste, o que irá diminuir a deterioração, e ajuda a prolongar o tempo de vida útil das instalações [4];
- Custos de operação mais baixos: instalações com uma manutenção regular funcionam de forma mais eficiente, o que permite baixar os custos operacionais do sistema [4].

Existem vários tipos de manutenções que se podem executar [27]:

- Preventiva;
- Preditiva;
- Corretiva;
- Detetiva.

Em [27] a Manutenção Preventiva é definida como um método que pretende, através de uma inspeção planeada, que inclui limpeza e troca de peças, diminuir falhas que possam ocorrer nos equipamentos. Este tipo de manutenção é realizada em equipamentos que não apresentam avarias [30]. A utilização deste método pode resultar em custos excessivos, visto que, se mal planeada podem ser feitas intervenções desnecessárias nos componentes.

A Manutenção Corretiva é uma manutenção não planeada, e consiste em executar a manutenção apenas quando ocorrer a perda do elemento [27].

Na Manutenção Preditiva utilizam-se técnicas de inspeção e monitorização e a manutenção só vai ser realizada quando os equipamentos precisarem dela, o que ajuda à otimização do planeamento e gestão dos recursos [27].

A Manutenção Detetiva consiste em atuar nos sistemas de proteção para localizar e identificar possíveis falhas que não seriam perceptíveis de outras formas [27].

A manutenção dos equipamentos está limitada aos recursos do ORT, uma vez que apesar de diminuir possíveis falhas nos equipamentos, a manutenção tem custos associados e exige que as equipas no terreno estejam sincronizadas com a operação da rede e necessidades de abastecimento dos pontos de entrega. O tipo de manutenção a realizar depende também do tipo de equipamento que queremos monitorizar (linhas ou transformadores), pois cada um exige recursos e técnicas diferentes.

3.2.1 Manutenções nos transformadores da Rede Nacional de Transporte

A realização da manutenção de transformadores usa tecnologias sofisticadas, e em que os sistemas de proteção têm um papel determinante. Os Sistemas de Proteção auxiliam a manutenção

preditiva e detetiva, visto que dispõem, entre outros, de relés, equipados com sensores, que permitem recolher dados sobre as condições em que se encontra o transformador [27]. Para a correta manutenção dos transformadores devem ser recolhidas informações sobre grandezas, como quedas de tensão, corrente e potência.

A análise cromatográfica permite obter informações sobre os gases presentes no óleo, que podem ser usados para detetar problemas no transformador. A análise destes gases e da humidade presente no óleo é essencial para serem detetados possíveis problemas. A manutenção dos transformadores inclui ainda a análise físico-química do óleo isolante, verificação do nível de óleo e do estado da sílica gel, e análises termográficas. Estas têm por objetivo encontrar pontos com uma temperatura anormal no óleo e no enrolamento [27].

Por fim, são feitos ensaios, nomeadamente, ensaios de isolamento, relação de transformação, resistência dos enrolamentos e análise de vibração para verificar se existem elementos soltos [27].

Todas estas atividades de manutenção contribuem para o bom funcionamento da máquina, garantindo que esta se encontra nas melhores condições.

3.2.2 Manutenções nas linhas da Rede Nacional de Transporte

Conforme o disposto em [4] e [30] as manutenções mais comuns a realizar em linhas de transporte são a manutenção do terreno onde se encontram os apoios e os cabos condutores, manutenção do apoio e ainda manutenção dos isoladores.

São realizadas inspeções visuais terrestres que têm como objetivo detetar anomalias, e inspeções aéreas realizadas com helicóptero. A inspeção visual aérea, permite medir distâncias de segurança, contar e identificar ninhos de cegonha e realização de termografia (técnica que permite detetar pontos quentes) [30].

A manutenção do terreno, consiste em cortar e retirar a vegetação que se encontra de baixo das linhas, perto dos apoios e dos seus acessos, por forma a garantir que a vegetação não interfira no bom funcionamento da linha de transporte (árvores perto dos condutores), e seja garantido o acesso de pessoas e equipamentos aos locais onde estão instalados os componentes, de forma a permitir que as manutenções e reparações possam ser realizadas de forma mais expedita [4]. Este tipo de manutenção ajuda ainda a diminuir os incêndios, e a sua propagação a outros locais, diminuindo os incidentes provocados pelos mesmos [4].

A manutenção dos apoios consiste no aperto e troca de parafusos e peças que se encontrem em más condições devido a ações externas (chuvas, dejetos de aves) e na medição de resistência de terras em apoios. A manutenção dos apoios segue normas de segurança bastante apertadas, no que diz respeito às pessoas e equipamentos. A realização deste tipo de manutenção não deve por em causa a estrutura do apoio [4].

Na manutenção dos isoladores, estes são lavados em tensão e são corrigidos pequenos defeitos que possam existir. Este tipo de manutenção preventiva tem por objetivo eliminar a sujidade causada por dejetos de aves ou poluição, evitando contornamentos por aumento da corrente de fuga [30]. São ainda montados dispositivos anti-nidificação (figura 3.2), que tem como objetivo reduzir a construção de ninhos de cegonha sobre cadeias de isoladores [30].



Figura 3.2: Montagem de dispositivos anti-nidificação [30].

Nos cabos condutores são verificadas as condições dos isoladores e dos seus acessórios. São ainda avaliados possíveis problemas nos cabos de guarda ¹ e tentam-se detetar possíveis falhas no funcionamento dos cabos condutores [4].

Tanto para os transformadores como para as linhas, é essencial a realização da manutenção dos painéis. Um painel engloba todos os equipamentos que ligam um circuito, linha ou transformador, a um barramento da subestação [32], sendo constituídos por órgãos de corte – disjuntor(es), por equipamentos de medição – Transformadores de tensão e corrente, órgãos para alteração da topologia e/ou separar eletricamente o elemento – seccionadores, e órgão de segurança – seccionador de terra [32]. Assim, todos estes equipamentos necessitam de manutenção frequente para que se garanta o bom funcionamento da rede.

3.3 As indisponibilidades das Linhas e Transformadores da Rede Nacional de Transporte

Nas secções 3.2.1 e 3.2.2 foram enumeradas algumas das manutenções mais comuns a realizar em linhas e transformadores. Estas permitem evitar falhas nos componentes e garantir a continuidade de serviço no fornecimento de energia elétrica.

Tem-se tentado, cada vez mais aplicar técnicas que permitam realizar trabalhos em tensão, minimizando o impacto das intervenções na RNT, por forma a que seja possível executar manutenções evitando a indisponibilidade do componente da rede. Mas isto nem sempre é possível, e a prioridade será garantir a segurança das pessoas que se encontram no local, assim como a segurança da rede. Existem deste modo períodos em que o funcionamento dos equipamentos está total ou parcialmente limitado – períodos de indisponibilidade [33]. Posto isto, apesar das manutenções

¹ Cabos de guarda – são cabos colocados acima dos condutores de uma linha aérea, e encontram-se ligados à terra nos apoios. A sua principal função é a de proteção dos condutores contra descargas atmosféricas. O objetivo é que estes cabos sejam atingidos pela descarga, impedindo que haja descargas diretas nos condutores. Quando uma descarga atmosférica atinge o cabo de guarda, este escoar a onda de corrente através dos elétrodos de terra que se encontram nos sistemas de terra dos apoios [31].

ajudarem a diminuir a taxa de avarias dos componentes, o risco de perda do ponto de entrega pode aumentar em consequência da realização de uma manutenção [34], visto que, o equipamento está fora de serviço durante o período de indisponibilidade, e com isso a rede encontra-se fragilizada.

O ORT deverá receber sempre um pedido de indisponibilidade, quando os responsáveis pelas manutenções na RNT, ou entidades externas pretendem colocar um elemento de rede indisponível com vista à realização de trabalhos ou ensaios fora de tensão, devendo o trabalho ser realizado, apenas se todas as condições de segurança de pessoas, equipamentos e abastecimento dos consumos forem garantidas. Um dos casos mais críticos a ter em conta, é quando se pretendem realizar manutenções em pontos bialimentados, visto que, nestes, quando um dos componentes está em manutenção a segurança N-1 é perdida, e perturbações do elemento em serviço podem causar perturbações ou interrupções do ponto de entrega.

Para o ORT autorizar uma indisponibilidade de um elemento da RNT são realizados estudos que têm em conta a duração do trabalho, a possibilidade de recurso da alimentação do consumo, tempos de reposição em caso de emergência² e a estabilidade da rede sem esse elemento.

Na secção 3.3.1 serão apresentadas as regras práticas usadas pelo ORT quando se pretendem analisar indisponibilidades de linhas e transformadores da RNT.

3.3.1 Regras para a análise de indisponibilidades de linhas e transformadores da RNT

Quando se programa uma dada indisponibilidade de um elemento da RNT, nomeadamente, linha ou transformador é necessário seguir um conjunto de regras gerais. Para transformadores considera-se que determinada instalação dispõe de reserva N-1 de transformadores se, quando ocorre a perda do transformador de maior potência, cada um dos restantes que está na instalação, fica com um valor de carga menor ou igual à sua carga máxima admissível [35]. Posto isto, quando se pretende autorizar uma indisponibilidade, existem um conjunto de regras gerais que se encontram no documento [35]. Estas regras são definidas tendo em conta o número de transformadores que haja na instalação.

Nos casos em que haja mais de 4 transformadores, a indisponibilidade de um transformador em dia útil, garantindo a reserva N-1 da instalação pode ser conseguida durante um longo período de tempo (dependendo da carga estimada no ponto de entrega). Assim, e para evitar perturbações no sistema, nestes pontos de entrega, as indisponibilidades só deverão ser autorizadas em épocas em que a segurança N-1 esteja garantida [35].

Por norma, em instalações com 3 transformadores há uma utilização da potência de transformação instalada muito elevada, pelo que os períodos anuais que reúnem as condições favoráveis de carga, têm uma duração que não ultrapassa algumas semanas. Por conseguinte, e para que os recursos sejam otimizados, poderão ser autorizadas indisponibilidades em épocas do ano menos favoráveis, mas, devem ser tomadas precauções. A autorização da indisponibilidade deve ser dada

²Tempo de reposição em caso de emergência - tempo necessário para colocar em serviço um transformador ou linha que se encontrava em manutenção.

em períodos de carga reduzida como fins de semana ou feriados, e se possível deve-se requisitar a transferência de cargas ao ORD, de maneira a manter a reserva [35].

Em instalações com 2 transformadores, a indisponibilidade de um transformador implica a perda de reserva N-1, pelo que, a ocorrência de um incidente que afete o transformador que se encontra em serviço, tem como consequência o corte de toda a carga alimentada pela instalação. Posto isto, nestes casos será necessário fazer uma avaliação mais detalhada da indisponibilidade e verificar se há alternativa para a transferência total dos consumos a partir da rede de distribuição. Estes dados, da possibilidade de transferência de carga, fazem parte de um protocolo entre ORT e ORD, e podem ser consultados sempre que necessário [35].

Nas instalações em que só existe um transformador, a programação de indisponibilidades deve ser feita em períodos anuais de carga baixa, havendo sempre a necessidade de comunicar e acordar com o ORD as condições da indisponibilidade.

No caso de linhas, torna-se mais complicado definir o critério por instalação, uma vez que o trânsito de potências nas linhas depende do perfil geral de geração da rede. Para analisar uma indisponibilidade de uma linha MAT, o ORT, corre um programa, no qual são avaliadas N contingências, e verificam-se se todos os limites de tensão, frequência e potência nas linhas são cumpridos. Assim, de um modo geral, não existem regras locais pré-definidas quando se pretende indisponibilizar uma linha. A solução é, para um dado perfil de geração, avaliar os impactos provocados pela linha indisponível e por eventuais saídas de serviço de outras linhas durante a indisponibilidade, e aí avaliar a possibilidade da indisponibilidade ocorrer durante determinado período. Tendo-se especial atenção aos pontos de entrega alimentados por duas linhas, cuja indisponibilidade de uma linha deixa o ponto monoalimentado, isto é, há perda imediata da segurança N-1.

Nestes casos, os trabalhos devem ser executados em períodos do ano com cargas mais baixas, ou, caso não seja possível, aos fins de semana ou feriados. Quando se programam indisponibilidades, deve ter-se o cuidado de que estas não ocorram simultaneamente em instalações que se socorrem mutuamente, de forma a minimizar os impactos em caso de incidentes que levem à perda de elementos (linhas ou transformadores) que se encontravam em serviço. Quando os trabalhos a realizar tiverem uma duração superior a um dia, sempre que possível, deverá haver interrupção diária da manutenção ou dos trabalhos.

Nas transferências de cargas programadas, realizadas em consequência da autorização de uma indisponibilidade numa instalação, terá que se garantir, que a instalação que recebe a carga não sofre violação de nenhum limite [35]. Além disso, não devem ser programadas indisponibilidades que impliquem sobrecarga(s) noutra(s) elementos da RNT – deverá sempre procurar-se que o sistema funciona com segurança N-1.

O ORD deverá ser sempre informado das indisponibilidades das quais resulte uma diminuição significativa da segurança do abastecimento dos pontos de entrega (incluindo da segurança N-1). De um modo geral, as indisponibilidades devem ser programadas seguindo os princípios dispostos anteriormente, por forma a tentar garantir a segurança no abastecimentos dos consumos.

3.3.2 A interação entre Operador da Rede de Transporte e Operador da Rede de Distribuição

O Sistema de Energia é um todo, pelo que não se podem separar produção, transporte distribuição ou comercialização, tudo deve funcionar em equilíbrio. Apesar das entidades responsáveis pelos vários setores serem diferentes, estas devem operar de forma a garantir o correto funcionamento do Sistema. Uma das relações mais importantes que surge é a relação entre ORT e ORD. Repare-se que estes têm de garantir o transporte e distribuição físicos da energia, respetivamente, e uma interrupção do lado do transporte pode afetar vários pontos de entrega da rede de distribuição. Estes dois agentes devem garantir ao máximo o fornecimento contínuo dos consumos, celebrando para isso vários contratos e estabelecendo protocolos com os direitos e obrigações de cada agente.

Segundo o disposto no capítulo 12 do [8] o ORD e ORT devem, para efeito da gestão da ligação entre as redes de distribuição e transporte, celebrar um contrato de ligação entre a RNT e a RND. No contrato estão estipuladas as regras de carácter técnico a serem cumpridas pelos respetivos operadores, de modo a garantir a entrega e receção de energia elétrica de forma contínua e nas melhores condições. Devem ainda, no âmbito do contrato estar definidas normas de planeamento e exploração das redes.

Estes contratos não são fixos, podendo ser adaptados às especificidades das redes. Sempre que o ORT ou o ORD acharem que o disposto no contrato não satisfaz as necessidades das redes podem propor à Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG) alterações. Para além deste acordo, os operadores da RND e da RNT podem estabelecer mecanismos bilaterais e protocolos de operação e condução.

O ORD e o ORT deverão elaborar um ou mais protocolos tendo por objetivo assegurar a coordenação da exploração das instalações sob a sua responsabilidade. Nestes protocolos devem estar definidas as características dos pontos de ligação entre a RNT e a RND, incluindo informações sobre proteções, telecomunicações e sinais trocados entre os respetivos operadores, as regras para a execução de manobras, incluindo reposição em serviço após incidente, e as regras para a programação de trabalhos. Como já referido, o ORD deve ser sempre informado das manutenções que impliquem a perda de segurança no abastecimento dos consumos, podendo ser chamado a auxiliar, em caso de incidente, transferindo cargas de um ponto de entrega para outros. A possibilidade de transferência de cargas e a quantidade de carga a transferir, assim como os períodos anuais em que tal é possível está definida num dos protocolos entre as duas entidades. Estes acordos devem ser atualizados e revistos, com uma periodicidade mínima de um ano.

3.3.2.1 Plano anual de indisponibilidades da Rede Nacional de Transporte

Segundo o disposto no ponto 6.4 do [8] o ORT e o ORD devem acordar entre si um plano anual de indisponibilidades. Neste plano, devem constar informações sobre as ações de manutenção a serem realizadas no ano seguinte, nomeadamente a data de início e fim do trabalho, elemento que estará indisponível e do tipo de trabalho a realizar. As informações relativas à possibilidade

de reposição diária e tempo de reposição em caso de emergência, dentro e fora do horário de trabalhos, só serão dadas alguns dias antes do início do trabalho.

A elaboração do plano anual de indisponibilidades deverá cumprir algumas regras que ajudem à diminuição do risco de perdas de alimentação nos pontos de entrega. Assim, quando se está a preparar os planos anuais de indisponibilidades, devem ser analisados os consumos previstos para cada época do ano, e programar as indisponibilidades dos elementos para os períodos anuais com cargas mais baixas, tentando-se ao máximo evitar as pontas de consumo de Inverno/Verão. Os planos são construídos e organizados de forma a: garantir a melhor gestão possível das equipas do terreno, realizar as manutenções apenas quando os equipamentos precisam das mesmas (minimização de custos) e ainda de forma a minimizar o risco de perda do abastecimento dos consumos.

3.4 Risco associado às indisponibilidades de linhas e transformadores

Quando se realizam manutenções no sistema de energia, este fica fragilizado, visto que estará a funcionar com menos um componente. Quando estamos a falar de manutenções em elementos individuais principais, como linhas e transformadores, é necessário fazer uma avaliação ainda mais cuidada das indisponibilidades, e avaliar o Risco.

O Risco é definido em [36] como a combinação entre a probabilidade de um acontecimento e a sua consequência. O risco de um dado acontecimento é definido em [37] como o produto da probabilidade do acontecimento e da sua severidade. Como é explicado também em [36], em vez da probabilidade de um dado acontecimento, pode ser usada a sua frequência. Quando se pretendem efetuar análises de risco é importante perceber que a probabilidade/frequência de dado acontecimento é tão importante como a sua consequência.

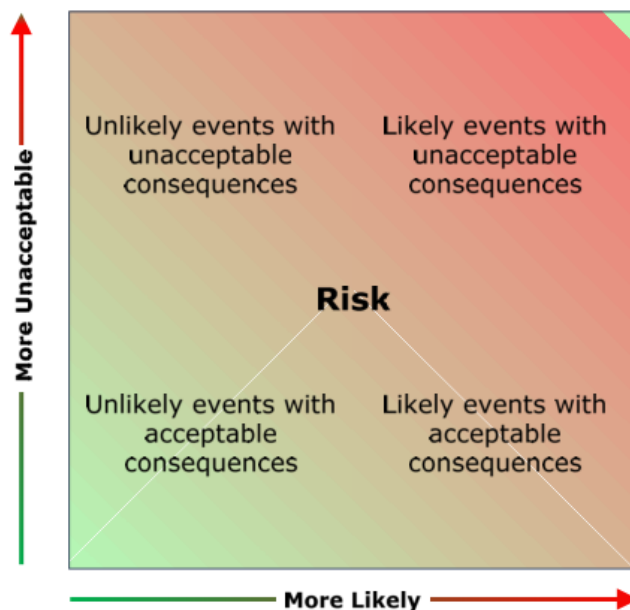


Figura 3.3: A aceitação do Risco [38].

Na imagem da figura 3.3, retirada de [38] temos que os eventos que têm consequências inaceitáveis e probabilidades grandes de ocorrência não podem ser aceites do ponto de vista de uma análise de risco. E eventos com probabilidades de ocorrência muito elevadas só poderão ser aceites, se as suas consequências forem baixas. Por exemplo, no caso do sistema de energia, a perda de uma unidade de produção (gerador) tem uma probabilidade elevada, no entanto, a sua consequência para o funcionamento do sistema de energia é baixa [37].

No caso do sistema de energia, a consequência pode traduzir-se de muitas formas mais ou menos aceitáveis. Para o estudo que se pretende desenvolver, a consequência inaceitável é a perda dos pontos de entrega, e traduz-se em Energia Não Fornecida. Para que se faça uma avaliação correta dos riscos são usadas curvas Iso-risco, como se mostra na Figura 3.4, retirada de [37].

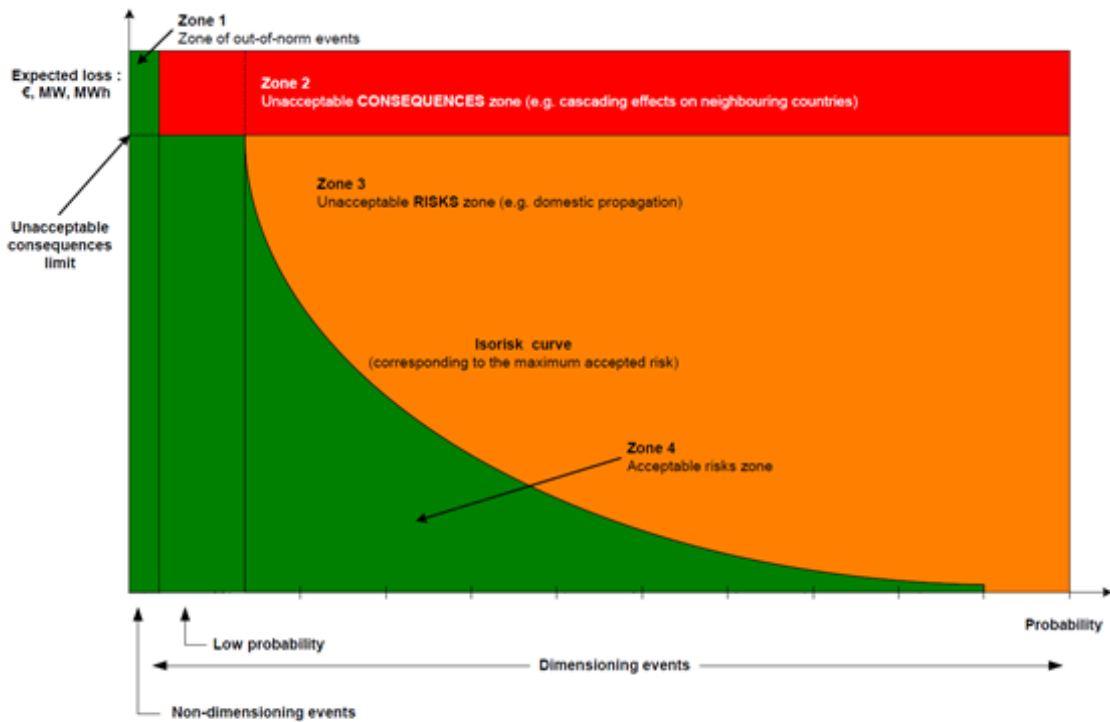


Figura 3.4: Curva de IsoRisco [37].

No eixo horizontal encontra-se a probabilidade de dado evento, e no eixo vertical a severidade do acontecimento expressa em €, MW ou MWh.

Como se pode observar, há 4 zonas diferentes no gráfico. Na zona 1 encontram-se os acontecimentos que apesar de poderem ter uma grande severidade, a sua probabilidade é tão baixa que o sistema não pode ser planeado/explorado para conseguir fazer face a esse tipo de ocorrências, pelo que, o risco de que estas possam ocorrer é aceite.

Na zona 2 estão os acontecimentos com consequências inaceitáveis para o ORT, pelo que devem ser tomadas providências para mitigar as suas consequências. Na zona 3 estão acontecimentos com uma probabilidade inaceitável e na zona 4 estão os eventos com risco aceitável. Assim, e segundo o documento [37] o Risco para um dado evento será dado por:

$$R_i = P_i \cdot S_i \cdot f_i$$

Onde:

- P_i é a probabilidade do evento i ocorrer no intervalo de tempo em estudo;
- S_i é a severidade do evento i ;
- f_i corresponde ao tempo de exposição ao risco.

O objetivo da presente dissertação é chegar a um método que permita calcular o Risco de Energia Não Fornecida das indisponibilidades que ocorrem em pontos bialimentados da RNT. Repare-se que, nestes pontos, a saída de serviço para manutenção de um elemento, implica a perda da segurança N-1 no período da indisponibilidade. É pretendido também calcular o Risco de Energia Não Fornecida dos atuais pontos monoalimentados da rede, por forma a que sejam feitas comparações e se possa perceber se o risco das indisponibilidades em pontos bialimentados, em especial, aqueles em que não há recurso pela RND, é aceitável.

Atualmente, existem algumas metodologias que tentam perceber quais os efeitos das manutenções em transformadores para a fiabilidade e custos do sistema, como acontece em [39]. Noutros trabalhos, como em [34] tenta-se otimizar as manutenções em equipamentos de transmissão, a partir de uma abordagem baseada no risco. Aqui o risco é calculado através do produto da probabilidade de uma dada contingência, pela sua severidade. Mas neste caso a severidade é função do tipo de manutenção que se está a realizar e das condições da rede, em termos de topologia, condições da carga e despacho para cada hora, durante o período de um ano. No entanto, o risco apenas avalia a segurança da rede para sobrecargas, efeito em cascata das sobrecargas, e instabilidades de tensão, durante a manutenção. Neste modelo não é calculada ou modelizada a Energia Não Fornecida que pode existir para um incidente num ponto de entrega em que há a perda de N-1 devido à manutenção, e não é modelizado o papel da rede de distribuição para restabelecimento dos consumos.

No modelo que se pretende desenvolver, e que será apresentado no Capítulo 4, a abordagem é bem diferente. O objetivo é calcular o risco das manutenções, tendo em conta incidentes que levem à perda dos pontos de entrega, durante a indisponibilidade de um componente, linha ou transformador em pontos bialimentados, tendo em conta: a carga média nos pontos de entrega, a possibilidade de recurso para a alimentação das cargas, a duração das ações de manutenção e os tempos de reposição em caso de emergência do elemento indisponível. O objetivo não é otimizar os períodos em que são efetuadas as manutenções, mas sim, a partir das manutenções que se encontram no plano anual de indisponibilidades calcular o risco associado às mesmas, comparando-se pontos de entrega mono e bialimentados.

Nos monoalimentados, se por um lado têm sempre recurso total das cargas a partir da rede de distribuição, por outro, o seu tempo de exposição ao risco tem a duração de 1 ano (período de avaliação). Nestes casos, o risco é assumido por parte do ORT, pelo que se encontram dentro da área de risco aceitável para o ORT. Nos bialimentados, nem sempre há recurso e dependendo do tipo de trabalho a realizar, podem ter tempos de reposição em caso de emergência muito elevados, o que pode levar a um valor de Energia Não Fornecida muito elevado, mas que não está ainda quantificado. Portanto, a autorização para as manutenções é dada, sem haver o conhecimento do valor numérico do risco das decisões, sendo apenas tida em conta a experiência do ORT e as regras gerais apresentadas em 3.3.1. A importância deste trabalho consiste assim em determinar o risco para estes pontos críticos da rede, tentando fazer comparações e perceber se existem riscos inaceitáveis para o ORT, e avaliar os pontos de entrega. Este estudo permitirá retirar conclusões sobre a influência das manutenções na continuidade de serviço da rede, e auxiliar a tomada de

decisões quando se autorizam manutenções.

3.5 Sumário do Capítulo 3

As manutenções dos elementos do Sistema Elétrico de Energia, e em particular dos elementos da RNT, revelou-se um método bastante eficaz para aumentar a fiabilidade do sistema de energia e prolongar a vida útil dos componentes, diminuindo o investimento. Contudo, estas trazem risco à RNT, e mesmo quando são cumpridas todas as regras, há situações para as quais, as manutenções podem levar à perda dos pontos de entrega.

Para que os impactos no SEE, destas situações sejam minimizados, o ORT e o ORD têm de trabalhar em conjunto e cumprir o disposto nos protocolos e acordos estabelecidos.

A autorização de uma dada manutenção deveria ter uma avaliação mais precisa, não dependendo apenas da experiência do ORT, pelo que é importante encontrar um método que permita obter um valor do Risco para as manutenções em pontos condicionados, traduzido em Energia Não Fornecida.

Capítulo 4

Apresentação da Metodologia para o cálculo do Indicador de Risco de Energia Não Fornecida

Ao longo deste capítulo será proposto um modelo que permita obter um indicador de risco, para as indisponibilidades de elementos da Rede Nacional de Transporte, que levam à perda de segurança N-1 no abastecimento dos consumos.

4.1 Introdução

No ano de 2012, na RNT conseguiu-se uma ENF de 0 MWh. Apesar disto, podem ocorrer incidentes na rede, que podem ter consequências muito graves para a alimentação dos consumos da RNT, especialmente se o sistema se encontra a funcionar sem segurança N-1.

O ORT não tem nenhum indicador que quantifique o risco de perda de pontos de entrega durante as indisponibilidades com perda de segurança N-1, que permita comparar pontos de entrega, indisponibilidades de elementos e até mesmo perceber o risco dos pontos monoalimentados da RNT.

O objetivo deste trabalho é obter uma metodologia que quantifique o risco associado às manutenções, com perda de N-1 na RNT, e compará-lo com o risco existente nos pontos monoalimentados da rede.

4.2 Indicador para avaliar o Risco

Como definido na secção 3.4 e segundo o documento [37] o risco de um evento é a conjugação da severidade de um acontecimento, com a sua probabilidade/frequência e com a duração de exposição aos fatores de risco.

Na quantificação do risco é necessário definir:

- A probabilidade/frequência com que um dado evento acontece - traduzida na taxa de avarias do elemento que assegura os consumos;
- A severidade - que será a ENF em caso de incidente;
- A duração da exposição ao risco - duração da indisponibilidade.

No cálculo do Risco de Energia Não Fornecida é necessário desenvolver um algoritmo que permita englobar todas as acções e/ou decisões a serem tomadas em caso de incidentes, em situações em que o sistema se encontra a funcionar sem N-1, na sequência de manutenções. O algoritmo deve ainda ser flexível para que o risco dos pontos monoalimentados seja calculado de forma idêntica, permitindo retirar ilações.

Posto isto, foi construído uma árvore de decisão que descreve a sucessão de acontecimentos para realimentar os consumos, quando em pontos bialimentados um dos elementos (linha ou transformador) está indisponível para manutenção, e ocorre um incidente no elemento que assegura os consumos. Repare-se que essa sequência depende:

- Das características do ponto de entrega - nomeadamente da possibilidade de transferência de cargas a partir da rede de distribuição;
- Do tipo de incidente que ocorreu - se após o incidente o elemento ficou ou não intacto, se as proteções originaram o bloqueio dos disjuntores, ou se houve destruição parcial ou total do elemento e/ou dos seus constituintes;
- Da manutenção que está a ocorrer - visto que existem manutenções que não podem ser revertidas, e há trabalhos, cujo tempo de reposição em caso de emergência pode demorar algumas horas.

Tendo em conta os pontos anteriores foi construída a árvore que se encontra seguidamente:

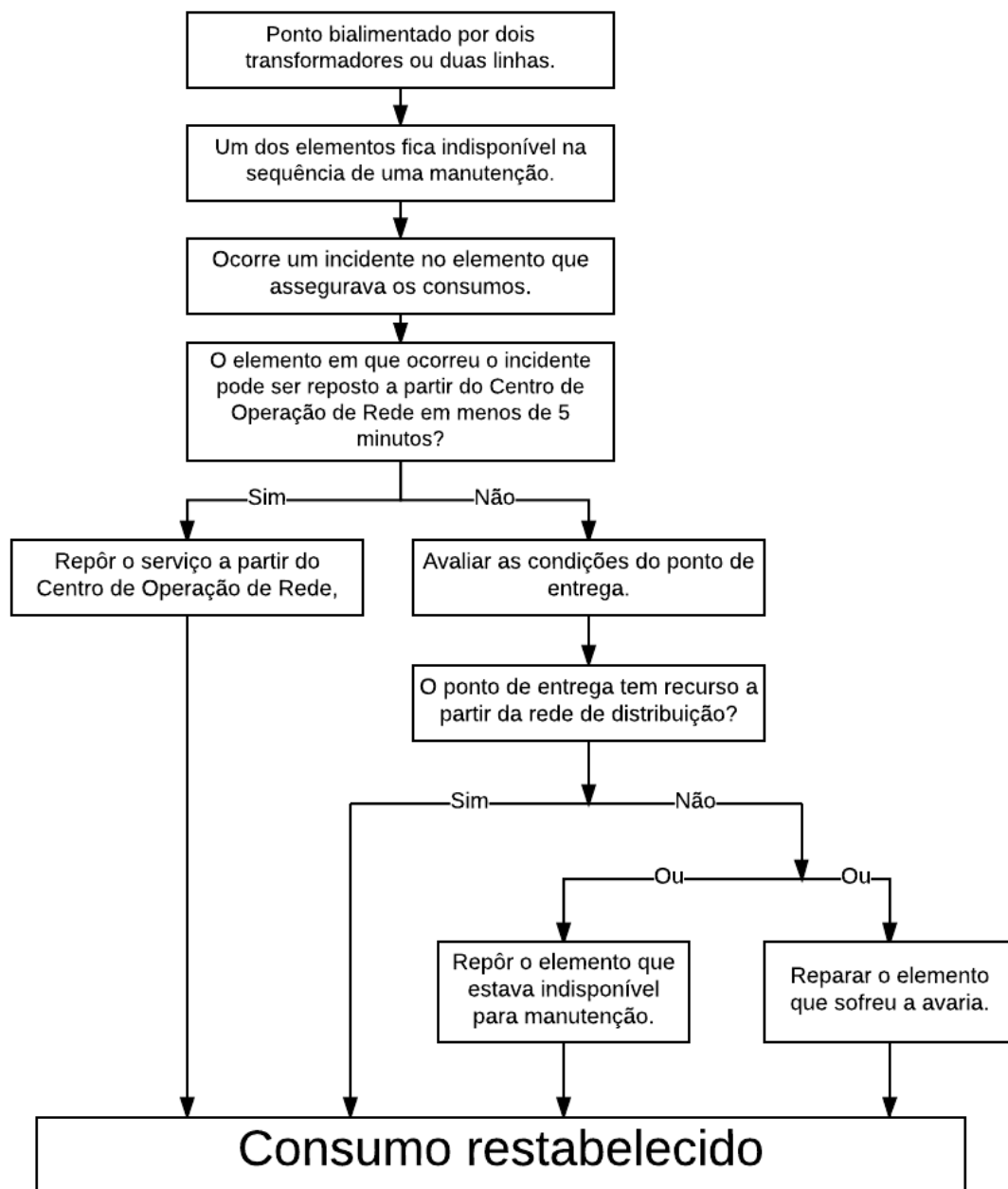


Figura 4.1: Árvore de decisão das ações a tomar, em caso de incidente durante uma manutenção de um transformador ou linha, que provoque a perda de segurança N-1 na alimentação dos consumos.

A partir da árvore de decisão da Figura 4.1 verifica-se que após um incidente podem ser tomadas várias decisões, dependendo do tipo de incidente que ocorreu e das características do ponto de entrega.

Se o incidente que ocorreu deixou o elemento intacto, e as proteções, no caso dos transformadores, não atuaram sobre os disjuntores causando o bloqueio das manobras a partir do COR, o tempo de reposição terá um intervalo de tempo que não ultrapassará os 5 minutos.

Nos incidentes com tempos de reposição mais longos, é necessário verificar as condições da

rede de distribuição, tentando-se transferir os consumos. Quando não há recurso é necessário avaliar a possibilidade de reverter a manutenção que está a ser feita no elemento que estava indisponível.

Caso a reposição do elemento indisponível seja possível é necessário verificar se o incidente ocorre dentro ou fora da hora de trabalhos, pois os tempos de reposição em caso de emergência podem variar. Seguidamente, o tempo de reposição em caso de emergência deve ser comparado com o tempo de resolução da avaria do componente que sofreu o incidente, devendo sempre optar-se pelo menor tempo possível.

Para além do risco das manutenções em pontos bialimentados, a metodologia a desenvolver tem de ter em consideração incidentes que possam ocorrer em pontos monoalimentados. Nestes, por ser só um elemento a assegurar os consumos, um incidente no componente leva a uma interrupção do PdE, que só pode ser resolvida se houver recurso, ou caso a avaria que surgiu no componente seja resolvida.

Tendo em conta, todas as considerações foi desenvolvido o algoritmo que se apresenta seguidamente, tendo por base a expressão:

$$R_i = P_i \cdot S_i \cdot f, \text{ com } i \in \mathbb{N}^* \quad (4.1)$$

Onde:

- R_i corresponde ao risco do evento i , em MWh;
- P_i corresponde à taxa de avarias do elemento em que ocorre o incidente, em $\frac{n^o \text{ ocorrências}}{\text{ano}}$;
- S_i corresponde à severidade do evento i , onde $S_i = G \cdot \Delta t_i$
 - G corresponde à potência cortada no ponto de entrega, em MW;
 - Δt_i corresponde ao intervalo de tempo entre o início do defeito, e a reposição dos consumos no ponto de entrega, em horas;
- f é o tempo de exposição ao risco, em anos.

A equação 4.1 permite calcular apenas o Risco associado a um acontecimento, com um dado tempo e probabilidade associados. No entanto, na RNT quando ocorrem incidentes estes podem ter várias causas e tempos de reposição muito distintos, pelo que calcular o Risco tendo por base uma única probabilidade e duração não era suficiente para descrever a realidade dos incidentes que podem ocorrer.

Inicialmente analisaram-se os dados dos incidentes que afetavam linhas e transformadores, ocorridos na RNT, e foi realizado um estudo desses incidentes, que será apresentado no capítulo 5. Na realização do estudo, foram examinados os tempos de reposição dos incidentes que provocavam a saída de serviço do componente, e dada a diversidade dos tempos de reposição dos

elementos, chegou-se à conclusão que seria necessário dividir os tempos de reposição em 5 intervalos, por forma a que fosse possível englobar todas as possibilidades. Cada um destes intervalos é referente a um evento. A cada evento está associado um conjunto de incidentes com um tempo de reposição - duração da interrupção dos consumos (horas) e uma taxa de falhas.

Para o primeiro evento, foram considerados os incidentes que provocam interrupções dos consumos com durações entre 1 segundo e 5 minutos. Este primeiro intervalo foi definido deste modo, por forma a incluir os incidentes que deixam o elemento intacto. Neste primeiro evento não são considerados incidentes com durações inferiores a 1 segundo, uma vez que este tipo de incidentes não interrompem os consumos (provocam apenas cavas de tensão) e não são considerados nos indicadores de continuidade de serviço. O limite máximo de tempo foi estabelecido nos 5 minutos, pois, no caso de haver cortes de carga, e ser possível repor o serviço a partir do COR, há pressão para que este seja repostado em menos de 5 minutos.

No evento 2 foram considerados os incidentes que provocam saídas de serviço do elemento afetado com durações de 5 minutos a 2 horas. Neste evento pretende-se incluir os incidentes que provocam um dano no elemento, em que é necessário que haja pessoas no local para reparar o elemento afetado, mas cuja reparação é simples.

No evento 3 foram considerados os incidentes que provocam interrupções dos consumos com durações de 2 a 8 horas. Neste evento pretendeu-se incluir os incidentes em que há equipas internas de manutenção que se deslocam ao local do incidente, podendo haver a necessidade de substituição de peças.

No quarto evento, em que estão incluídos os incidentes com durações de 8 a 48 horas, pretendeu-se englobar os incidentes em que é necessário enviar equipas externas ao local e substituir peças do equipamento, ou desmontar equipamentos.

No quinto e último evento, em que estão os incidentes com durações superiores a 48 horas, procurou-se englobar os incidentes que causam a destruição do elemento, ou de constituinte(s) essenciais para o funcionamento do mesmo.

Assim, quando há um ponto de entrega a funcionar sem segurança N-1, seja ele monoalimentado, ou fique monoalimentado na sequência de uma manutenção, o Risco associado a ter o sistema a funcionar nessa situação será o somatório dos Riscos dos 5 eventos, visto que não se sabe qual o evento que pode ocorrer durante o período das manutenções. Deste modo, o Risco associado à indisponibilidade m é dado por:

$$R_m = \sum_{i=1}^5 R_i = \sum_{i=1}^5 P_{im} \cdot S_{im} \cdot f_m, \text{ com } i, m \in \mathbb{N}^* \quad (4.2)$$

Onde, f_m corresponde à duração da manutenção, em anos, ou para pontos monoalimentados corresponde ao período de observação. P_{im} , corresponde à taxa de avarias do elemento que assegura os consumos durante a manutenção e S_{im} corresponde ao produto da carga cortada (G_m) pelo tempo de reposição do elemento Δt_{im} (que depende do evento que ocorreu, da manutenção e das características do recurso do PdE).

Consideremos o seguinte esquema para um PdE da RNT:

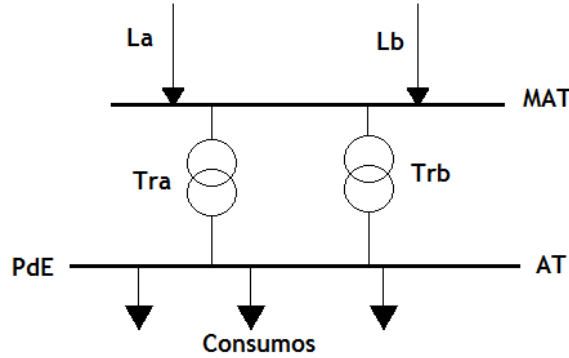


Figura 4.2: Esquema de um Ponto de Entrega da RNT.

Quando se executar uma manutenção num dos elementos de rede (linha ou transformador), vai ocorrer a perda de segurança N-1 no abastecimento dos consumos.

Ao Ponto de Entrega P, estão ligados dois transformadores (Tr_a e Tr_b) e duas linhas (L_a e L_b). Supondo que para a linha L_a estão planeadas duas manutenções, m_{La1} e m_{La2} , e para o transformador Tr_a está planeada uma manutenção, m_{Tra1} . O Risco de Energia Não Fornecida associado ao ponto de entrega, será dado pela soma do risco de cada manutenção:

$$\begin{aligned}
 R_{PdE} &= R_{m_{Tra1}} + R_{m_{La1}} + R_{m_{La2}} = \\
 &= \sum_{i=1}^5 P_{im_{Tra1}} \cdot S_{im_{Tra1}} \cdot f_{m_{Tra1}} + \sum_{i=1}^5 P_{im_{La1}} \cdot S_{im_{La1}} \cdot f_{m_{La1}} + \sum_{i=1}^5 P_{im_{La2}} \cdot S_{im_{La2}} \cdot f_{m_{La2}} = \\
 &= \sum_{i=1}^5 \sum_{j=1}^3 P_{ij} \cdot S_{ij} \cdot f_j
 \end{aligned} \tag{4.3}$$

Generalizando:

$$R_{PdE} = \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^M P_{ij} \cdot S_{ij} \cdot f_j = \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^M P_{ij} \cdot G_j \cdot \Delta t_{ij} \cdot f_j, \text{ com } i, j \in \mathbb{N}^* \tag{4.4}$$

Onde,

- P_{im} , corresponde à taxa de avarias do elemento que assegura os consumos durante a manutenção, e depende do evento a considerar e do elemento em manutenção;
- G_j corresponde à potência cortada no ponto de entrega, em MW, e depende do ponto de entrega em análise e da época do ano em que ocorre a manutenção;

- Δt_{ij} corresponde ao intervalo de tempo entre o início do defeito, e a reposição dos consumos no ponto de entrega, em horas, e depende do ponto de entrega em análise, evento que pode ocorrer, da manutenção e das características do recurso do PdE;
- f_m corresponde à duração da manutenção, em anos, e depende da duração do trabalho, ou do ponto de entrega (no caso de ser monoalimentado);
- M corresponde ao número de manutenções executadas, em transformadores ou linhas, que resultam na perda de segurança N-1 na alimentação dos consumos;
- N corresponde ao número total de eventos a considerar.

Para efetuar o cálculo do risco é necessário calcular os vários parâmetros, para cada um dos 5 eventos. O intervalo de tempo a considerar no cálculo da severidade está sujeito a restrições.

No evento 1, como a reposição em serviço do elemento é rápida, não é necessário verificar as condições do recurso do PdE. Este $Risco_1$ será dado por:

$$R_1 = P_{im} \cdot S_{im} \cdot f_m = P_{im} \cdot G_m \cdot \Delta t_{im} \cdot f_m \quad (4.5)$$

Nos restantes n eventos possíveis o tempo de reposição do elemento que sofre o incidente é mais elevado, pelo que será necessário verificar as condições do PdE, nomeadamente avaliar a possibilidade de haver recurso para os consumos a partir da rede de distribuição¹. Assim há necessidade de definir 3 variáveis binárias²:

- Possibilidade de recurso total – PRT;
- Possibilidade de recurso parcial – PRP;
- Não há possibilidade de recurso – NR.

Quando o recurso é total, não será necessário verificar as condições das manutenções que estão a ocorrer no elemento indisponível, pois, o tempo máximo estabelecido para que o ORD transfira as cargas será de 5 minutos. Para os restantes será necessário comparar os tempos de reposição em caso de emergência da indisponibilidade que está a ocorrer com o tempo de resolução da avaria de cada evento. Para além destas condições, será necessário, para manutenções sem reposição diária³, realizar uma ponderação, pois o incidente pode ocorrer dentro ou fora do horário de trabalhos. O Risco para cada um dos 4 restantes eventos será dado por:

¹ A Rede de Distribuição é o único cliente da RNT que possibilita o recurso.

² O recurso pela RND, em cada ponto de entrega, está definido num protocolo, pelo que em cada ponto de entrega o ORT tem o conhecimento sobre esta condição. Estas condições são mutuamente exclusivas, deste modo, se por exemplo, num dado ponto de entrega houver recurso parcial - PRP=1, isto implica PRT=0 e NR=0.

³ Manutenção sem reposição diária - o elemento fica indisponível durante o período total da manutenção.

$$Risco_{2,3,4 \text{ ou } 5} =$$

$$\begin{aligned} & \left(P_{ij} \cdot (PRT) \cdot G_j \cdot \Delta t_d + P_{ij} (PRP) \left(G_j \cdot \Delta t_d + \frac{HorasdeTrabalho}{24} (G_j - \right. \right. \\ & \quad \left. \left. - G_{jd}) \Delta t_{dht} + \frac{24 - HorasdeTrabalho}{24} (G_j - G_{jd}) \Delta t_{fht} \right) + \right. \\ & \left. + P_{ij} (NR) \left(\frac{HorasdeTrabalho}{24} (G_j) \Delta t_{dht} + \frac{24 - HorasdeTrabalho}{24} (G_j) \Delta t_{fht} \right) \right) f_m \quad (4.6) \end{aligned}$$

Com a seguinte condição:

Se $PRT = 0$, verificar:

Se $\Delta t_{dht} > \Delta t_{resolução \text{ da avaria}}$ usar $t_{resolução \text{ da avaria}}$ senão usar Δt_{dht} ;

Se $\Delta t_{fht} > \Delta t_{resolução \text{ da avaria}}$ usar $t_{resolução \text{ da avaria}}$ senão usar Δt_{fht} .

Onde:

- *HorasdeTrabalho* - corresponde ao número de horas de trabalho;
- G_j - corresponde à carga média no PdE, para a estação do ano referente à indisponibilidade (para pontos monoalimentados corresponde à carga média anual), em MW;
- G_{jd} - corresponde à carga transferível, em MW, pela RND, em caso de haver recurso;
- t_d - corresponde ao intervalo de tempo, em horas, que no caso de haver recurso o ORD demora a transferir as cargas;
- t_{fht} - intervalo de tempo, em horas, que demora a repor o elemento que se encontrava indisponível, fora do horário de trabalhos (Tempo de reposição em caso de emergência fora do horário de trabalhos);
- t_{dht} - intervalo de tempo, em horas, que demora a repor o elemento que se encontrava indisponível, dentro do horário de trabalhos (Tempo de reposição em caso de emergência dentro do horário de trabalhos).

Para manutenções com reposição diária⁴, deve ser dado o mesmo valor às variáveis Δt_{dht} e Δt_{fht} , como se demonstra seguidamente:

Considerando que o recurso é parcial, e por isso é preciso verificar as condições da manutenção, temos a seguinte fórmula para o Risco dos eventos 2,3,4 e 5.

$$Risco_{2,3,4 \text{ ou } 5} =$$

$$\begin{aligned} & \left(P_{ij} (PRP) \left(G_j \cdot \Delta t_d + \frac{HorasdeTrabalho}{24} (G_j - G_{jd}) \Delta t_{dht} + \right. \right. \\ & \quad \left. \left. + \frac{24 - HorasdeTrabalho}{24} (G_j - G_{jd}) \Delta t_{fht} \right) \right) f_m \quad (4.7) \end{aligned}$$

⁴Manutenção com reposição diária - o elemento é repostado ao fim de cada dia de trabalho, durante o período de manutenção.

Se houver reposição, não será preciso ter o tempo de reposição fora da hora de trabalhos, visto que durante esse tempo, o elemento estará ao serviço, pelo que é necessário eliminar a ponderação feita, para os tempos de reposição dentro e fora do horário de trabalhos. Assim, na fórmula 4.7 se $\Delta t_{fth} = \Delta t_{dth} = \Delta t$, teremos que:

$$\begin{aligned}
 Risco_{2,3,4 \text{ ou } 5} &= \\
 &= \left(P_{ij}(PRP) \left(G_j \cdot \Delta t_d + \frac{HorasdeTrabalho}{24} (G_j - G_{jd}) \Delta t + \right. \right. \\
 &\quad \left. \left. + \frac{24 - HorasdeTrabalho}{24} (G_j - G_{id}) \Delta t \right) \right) f_m
 \end{aligned} \tag{4.8}$$

Colocando em evidência $(G_j - G_{id}) \Delta t$, a fórmula fica:

$$\begin{aligned}
 Risco_{2,3,4 \text{ ou } 5} &= \\
 &= \left(P_{ij}(PRP) \left(G_j \cdot \Delta t_{id} + \left(\frac{HorasdeTrabalho}{24} + \frac{24 - HorasdeTrabalho}{24} \right) (G_j - G_{id}) \Delta t \right) \right) f_m = \\
 &= \left(P_{ij}(PRP) \left(G_j \cdot \Delta t_{id} + (1) (G_j - G_{id}) \Delta t \right) \right) f_m
 \end{aligned} \tag{4.9}$$

Tal como demonstrado anteriormente, quando se faz a substituição dos tempos desta forma a ponderação deixa de existir.

Num ponto de entrega monoalimentado as fórmulas a usar são as mesmas, sendo apenas a duração de exposição ao risco - f_m diferente. No caso das manutenções em PdE's bialimentados, f_m é igual à duração da manutenção, em casos monoalimentados f_m é igual ao período de observação.

Na figura 4.3 encontra-se um esquema que contém o raciocínio para determinar o tempo de reposição dos consumos, tendo em conta os cenários possíveis.

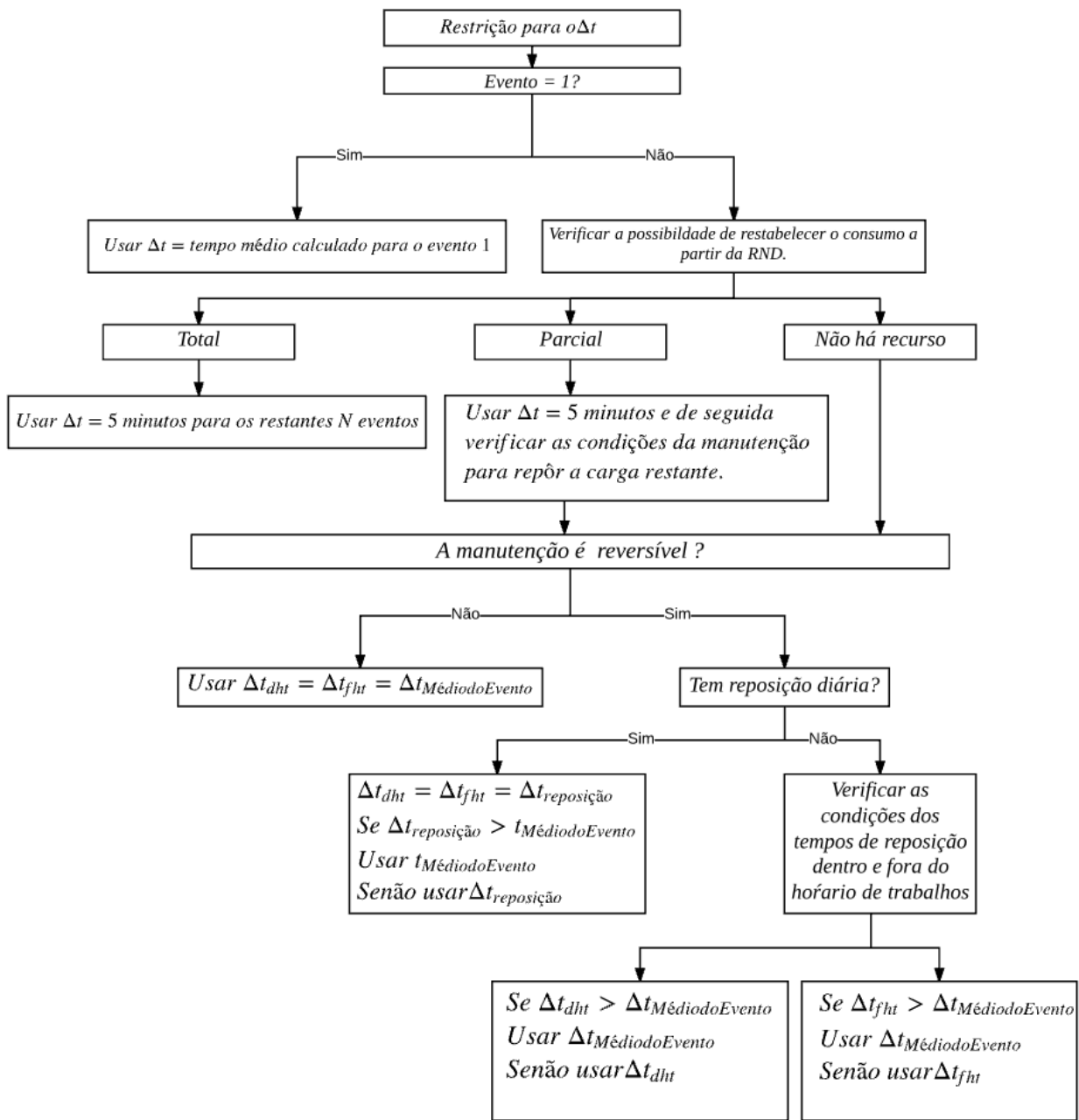


Figura 4.3: Restrições para o intervalo de tempo a considerar em cada evento.

Assim, quando se efetuam estudos dos riscos de eventos com tempos de reposição superiores a 5 minutos, é necessário verificar as condições do ponto de entrega relativamente às possíveis transferências de carga e ao tipo de manutenções que estão a ocorrer, devendo-se sempre escolher o menor intervalo de tempo possível. Repare-se que, quando estão a ser cortados os consumos, o ORT irá operar a rede e alocar equipas aos locais de forma a que os mesmos sejam repostos com a maior brevidade.

Considerando todos os parâmetros acima definidos, é necessário obter cada um deles de modo a que seja possível quantificar o risco. As simplificações que foram feitas e a forma como se procedeu para obter cada um dos parâmetros encontra-se na secção seguinte.

4.2.1 A obtenção das taxas de falha, cargas, tempos de reposição e as simplificações

Nesta secção, 4.2.1, é apresentada a forma como se procedeu para obter as taxas de falhas dos componentes, as cargas nos pontos de entrega, os tempos de reposição dos elementos afetados pelos incidentes, para cada evento e os tempos de reposição em caso de emergência, assim como todas as simplificações do modelo.

Na equação 4.2, o risco é dado pelo somatório dos riscos associados a cada um dos 5 eventos que podem ocorrer. Esta será a primeira simplificação. Repare-se que, no período da manutenção, ou mesmo em casos monoalimentados, é impossível saber se vai ou não ocorrer um incidente numa dada linha ou transformador, e qual a sua dimensão. Caso se tivesse esse tipo de informação, simplesmente tentava-se reparar o elemento, adiar a manutenção para outro período ou tentar transferir as cargas previamente. Como não é possível prever o que vai acontecer duma forma precisa, optou-se por somar todos os riscos, pois só assim todos os possíveis cenários poderiam ser tidos em conta.

Nos incidentes, para casos em que se pretende avaliar indisponibilidades, foi considerado, que estes só podem ocorrer depois de a manutenção estar num estado em que é necessário usar o tempo de reposição em caso de emergência para reverter o processo. Por exemplo, se tivermos uma manutenção com um tempo de reposição em caso de emergência de 8 horas, se o incidente ocorrer no início do processo de manutenção, não seria necessário usar as 8 horas para repor o serviço, no entanto, assume-se que os incidentes só ocorrem quando as manutenções já estão numa fase em que é necessário usar todo o tempo de reposição.

Depois de definido o algoritmo a utilizar começou-se por obter as cargas médias para cada ponto de entrega a analisar, as taxas de falhas e de seguida os tempos de reposição dos elementos que sofrem o incidente.

As cargas por ponto de entrega

Como o objetivo final é analisar os planos de indisponibilidades de 2016 e 2017, optou-se por usar as cargas naturais do ano de 2016.

A carga natural corresponde à carga que o Operador da RNT teria de alimentar, se não existisse produção dispersa a jusante. Observe-se o esquema seguinte:

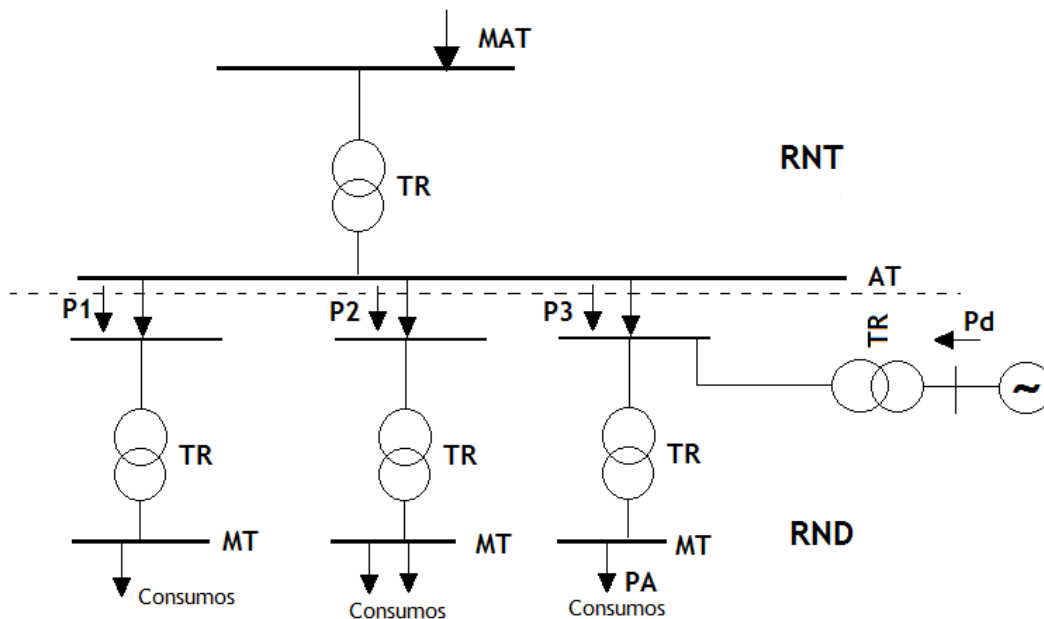


Figura 4.4: Esquema simplificado de um PdE da RNT, e da RND a jusante.

No esquema anterior, temos que:

- P_d - Potência injetada na rede, pela produção dispersa, em MW;
- TR - Transformadores;
- P_1, P_2, P_3 - Potência que circula nas linhas AT e é medida nos contadores da RNT.

Assim:

- $P_3 = P_a - P_d \Leftrightarrow P_a = P_3 + P_d$;
- $Carga\ Natural = P_1 + P_2 + P_a = P_1 + P_2 + P_3 + P_d$.

Assim, para cada ponto de entrega foram calculadas as cargas naturais médias para cada estação do ano. Definiram-se os seguintes períodos de tempo:

- Primavera: 21 Março até 20 Junho;
- Verão: 21 Junho até 20 Setembro;
- Outono: 21 Setembro até 20 Dezembro;
- Inverno: 21 Dezembro até 20 Março.

Em cada PdE, a partir dos registos de carga natural de 15 em 15 minutos, para o ano de 2016, obteve-se a carga média por estação do ano, para cada PdE em análise. O uso da carga média, em cada ponto de entrega é outra simplificação, pois mais uma vez era impossível prever quando é que um dado incidente vai ocorrer, pelo que se teve de optar pelo valor médio da carga. A separação em períodos do ano foi feita, visto que, em cada época as necessidades energéticas são diferentes para a população, dependendo dos períodos de férias e temperatura.

As taxas de falhas dos elementos da RNT - linhas e transformadores

Em cada evento considerado era necessário quantificar a taxa de avarias para o elemento que assegurava os consumos. As falhas que ocorrem nos elementos da RNT são aleatórias e variam a cada ano. Neste cálculo das taxas de avaria dos componentes foram usados os incidentes que ocorreram no passado para tentar descrever o que irá acontecer o futuro.⁵

O ORT português já tinha calculado taxas de falhas para as suas linhas, mas, nestas taxas estavam incluídos todos os incidentes, mesmo aqueles que não provocavam qualquer tipo de interrupção. Os incidentes encontravam-se divididos por causa, nível de tensão da linha, e período do dia, tendo sido posteriormente feito um estudo individual para cada linha. As taxas não tinham em consideração o tempo que o elemento estava indisponível, pelo que um incidente com um tempo de reposição de 0.01 segundos tinha o mesmo valor que um de 100 horas.

O objetivo era determinar a severidade de um evento, por isso, era necessário que as taxas de falhas a considerar se relacionassem com tempo de resolução dos incidentes. Começou-se por analisar os dados relativos aos incidentes dos últimos 17 anos, no entanto, quando se realizou uma análise de causas desses incidentes, verificou-se que havia muitos incidentes causados por incêndios, descargas atmosféricas e ainda incidentes relacionados com falhas dos sistemas de proteção, o que não traduzia a realidade atual, visto que nos últimos anos as faixas de terreno debaixo das linhas foram alargadas e as proteções têm sofrido uma grande evolução, pelo que se optou por considerar os incidentes de 2012 até aos primeiros 3 meses de 2017.

Depois de definidos os dados sob os quais se iria realizar o estudo, era necessário perceber quais os fatores a considerar para a análise dos dados. Em primeiro lugar, começou-se por filtrar todos os incidentes em que um elemento tinha avaria na sequência da avaria de outro, isto é: suponha-se que uma dada subestação A está ligada a uma subestação B através de uma linha 1, e que a subestação B alimenta um ponto de entrega ligado à distribuição através de um transformador 1. Se ocorrer um incidente na linha 1 o transformador 1 também sai de serviço, mas só o primeiro incidente é considerado no cálculo das taxas de falhas.

De seguida foi necessário separar os incidentes ocorridos em linhas e transformadores, e excluir todos os incidentes com durações inferiores a 1 segundo, visto que, estes incidentes afetam a fiabilidade do sistema, mas são irrelevantes para o estudo da continuidade de serviço que se pretendia efetuar.

⁵"The assumption can be made that failures which occur randomly in the past will also occur randomly in the future [40]."

Nos cálculos das taxas de avarias não foram consideradas as causas dos incidentes (descargas atmosféricas, incêndios, cegonhas, erros de manobra, falhas em sistemas de proteção, etc), pois, depois de observados quais os tempos de reposição para cada causa verificou-se que, para uma mesma causa há uma grande dispersão de intervalos de tempo de reposição. Estes variam de alguns segundos a muitas horas, o que não permitia associar causas a tempos de reposição, como se poderá verificar seguidamente no capítulo 5, em que são apresentados os estudos dos incidentes da RNT que causam a saída de serviço do elemento de rede.

Outra simplificação a ter em conta é que as taxas de falhas são consideradas constantes ao longo do ano, o que é suportado pela teoria, visto que em componentes com uma boa manutenção preventiva a taxa de avarias pode ser considerada constante, tal não se verifica na realidade, devido às ações de fatores externos. Os incidentes que ocorrem numa dada linha que se encontre no Norte do país será diferente de uma linha que se encontre a Sul devido às ações de fatores externos, no entanto, este facto não foi tido em consideração no cálculo das taxas de falhas.

Para linhas e transformadores o estudo efetuado foi ligeiramente diferente.

Linhas

No estudo efetuado para as linhas, os incidentes foram separados pelos níveis de tensão das linhas. Para cada nível de tensão, os incidentes foram agrupados consoante o intervalo de tempo considerado para cada evento (1, 2, 3, 4 ou 5). Não se teve em consideração qual foi a causa do incidente - descargas atmosféricas, incêndios, cegonhas, erros de manobra, etc. Assim, por exemplo para linhas de 150 kV há 5 taxas de avarias, uma para cada evento. Para linhas de 150 kV e para o evento 1, temos que:

$$\lambda_{150_1} = \frac{n^{\circ} \text{ de incidentes ocorridos com duração entre 1 s e 5 minutos}}{\text{comprimento total das linhas de 150 kV (km)} \times \text{período de observação (anos)}}$$

Para obter a taxa de avarias de uma determinada linha basta multiplicar o valor anterior pelo comprimento da linha. Na obtenção das taxas de falhas para os restantes níveis de tensão procedeu-se de forma semelhante.

Transformadores

No estudo efetuado para os transformadores apenas se procedeu à divisão dos incidentes por tempo de reposição, não se considerando, mais uma vez, qual a causa que levou ao incidente. Com isto, a fórmula a aplicar no cálculo das taxas para transformadores, para incidentes que ocorrem no evento 1, será a seguinte:

$$\lambda_{Transformadores_1} = \frac{n^{\circ} \text{ de incidentes ocorridos com duração entre 1 s e 5 minutos}}{\text{Número total de transformadores} \times \text{período de observação (anos)}}$$

Os tempos de reposição

Para efeitos do cálculo da severidade era necessário definir quais os tempos de reposição em caso de emergência do elemento indisponível e os tempos de reposição dos elementos que asseguravam os consumos para cada um dos 5 eventos.

Os primeiros foram definidos a partir da experiência do ORT, em particular, para cada uma das indisponibilidades dos planos de 2016 e 2017.

Os tempos de reposição para o elemento afetado pelo incidente, foram calculados a partir dos dados dos incidentes já usados para o cálculo das taxas de avarias.

Para os 4 primeiros intervalos (4 primeiros eventos) foi calculado o tempo médio de reposição dos incidentes, por forma a associar a cada taxa um tempo de reposição.

No último evento foi usado um tempo de reposição de 168 horas - 1 semana, em vez da média dos tempos dos incidentes. Quando ocorrem incidentes catastróficos em linhas ou transformadores, em que haja destruição completa do elemento, ou sejam necessárias peças muito específicas, se na instalação a segurança N-1 for garantida, o ORT efetua as operações consoante a disponibilidade dos meios, não havendo pressão para que o elemento seja colocado de imediato. Mas se houver consumos por abastecer o ORT irá proceder de forma a acelerar a reparação ou substituição do elemento. Assim, usar a média seria estar a majorar o valor dos tempos de reposição, pelo que o ORT fez esta estimativa do tempo de reposição, para um evento catastrófico onde houvessem consumos afetados.

Nos cálculos efetuados apenas foram tidos em consideração os incidentes passados, e que esses representavam exatamente a realidade futura, não tendo sido introduzida qualquer aleatoriedade às taxas, o que não é verdade, pois, para além de poderem existir mais cenários do que os analisados, a rede está em constante mudança, e os sistemas de comando, controlo e proteções vão evoluindo e adaptando-se às necessidades. No entanto, e apesar de as taxas serem fundamentais para a quantificação do risco, não era objetivo do presente trabalho a obtenção das mesmas, mas sim a formulação de um modelo de cálculo para o Risco, pelo que se tiveram de fazer estas simplificações.

Por forma a completar a análise dos incidentes na RNT foram efetuados estudos sobre as causas dos incidentes, para cada um dos eventos, para linhas e transformadores, e ainda um estudo sob a forma como o número de incidentes varia ao longo do ano, apesar de estes fatores não terem sido tidos em conta para os cálculos das taxas de falhas. Estes estudos encontram-se no capítulo seguinte.

4.3 Sumário do Capítulo 4

A execução de manutenções fragiliza a RNT, pelo que é necessário que a decisão de autorizar uma dada manutenção seja feita de modo a minimizar os efeitos que possam ocorrer durante a execução dos trabalhos. A metodologia desenvolvida para a obtenção do valor do Risco tem em

consideração a dimensão e frequência dos possíveis incidentes, as características dos pontos de entrega e das características da manutenção.

Pretende-se com isto, obter um valor numérico do Risco de Energia Não Fornecida, que possa auxiliar o ORT na tomada de decisões, assim como permitir identificar zonas da rede que possam precisar de reforço e comparar manutenções e os pontos de entrega da RNT.

Capítulo 5

Estudo dos incidentes nas linhas e transformadores da RNT e Risco de Energia Não Fornecida

Neste capítulo serão apresentados os estudos realizados sobre os incidentes que afetam a continuidade serviço na RNT, assim como os valores das taxas de avaria, os tempos de reposição para cada um dos eventos definidos em 4.2 e os valores do Risco de Energia Não Fornecida na sequência de manutenções de linhas e transformadores da RNT, com base nos planos anuais de indisponibilidades de 2016 e 2017.

5.1 Introdução

Uma vez que, o estudo que se pretende efetuar diz respeito a cálculos de Risco de Energia Não Fornecida, quando existe a possibilidade da perda de pontos de entrega na sequência de um sistema a funcionar sem segurança N-1, efetuou-se uma análise dos incidentes que causam a saída de serviço do elemento, e ainda um estudo sobre a forma como os incidentes variam ao longo do ano. Os dados usados no estudo dizem respeito aos incidentes ocorridos na RNT, entre 2012, inclusive, até março de 2017.

5.2 Causas dos incidentes, em linhas, para cada um dos eventos apresentados em 4.2

Na secção 5.2 encontra-se uma análise dos incidentes em linhas, para cada um dos três níveis de tensão considerados. As causas dos incidentes são as seguintes:

- Causa Desconhecida;
- Descargas atmosféricas;

- Cegonhas;
- Erros de manutenção ou manobra;
- Incêndios;
- Equipamentos do painel, onde estão incluídos problemas no disjuntor, módulo SF6 blindado, transformador de tensão e serviços auxiliares;
- Linhas e Constituintes, onde se inclui cabo condutor, ligações, uniões e pinças, serviços auxiliares e cadeia de isoladores;
- Sistemas de comando e proteção;
- Agentes Externos, onde estão incluídos árvores, nevoeiro, vento, outros animais (não cegonhas).

Estudos dos incidentes em linhas de 150 kV

O gráfico da Figura 5.1 contém, as percentagens dos incidentes, por causa, para linhas de 150 kV, que provocam a saída de serviço da linha.

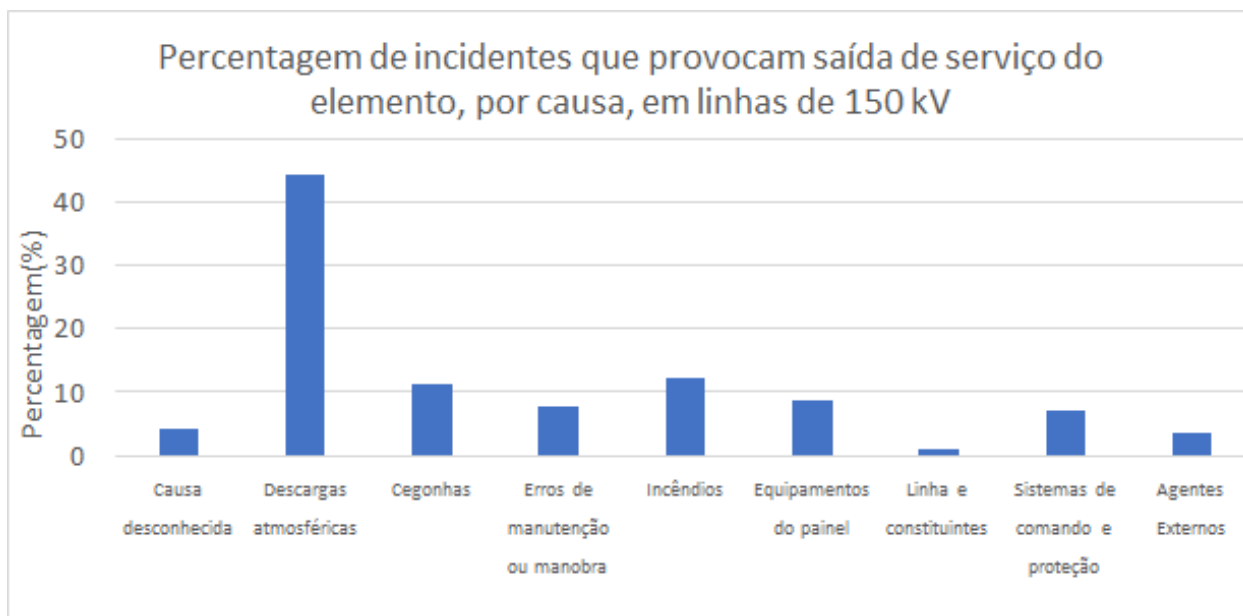


Figura 5.1: Percentagem dos incidentes, que provocam saídas de serviço do elemento afetado, que ocorrem em linhas de 150 kV, por causa.

No gráfico 5.1, a principal causa dos incidentes que provoca a saída de serviço de linhas de 150 kV são as descargas atmosféricas.

Sendo o âmbito do trabalho ter o valor do Risco de Energia Não Fornecida, era necessário perceber quais as causas dos incidentes, que em cada intervalo provocaram o maior número de saídas de serviço. Assim, na secção A.1 do anexo A segue um estudo onde são apresentadas as causas dos incidentes, em percentagem para cada um dos 5 eventos definidos em 4.2, para linhas de 150 kV.

Estudos dos incidentes em linhas de 220 kV

No gráfico 5.2, podem observar-se as percentagens dos incidentes, por causa, para linhas de 220 kV, que provocam a saída de serviço dos componentes afetados.

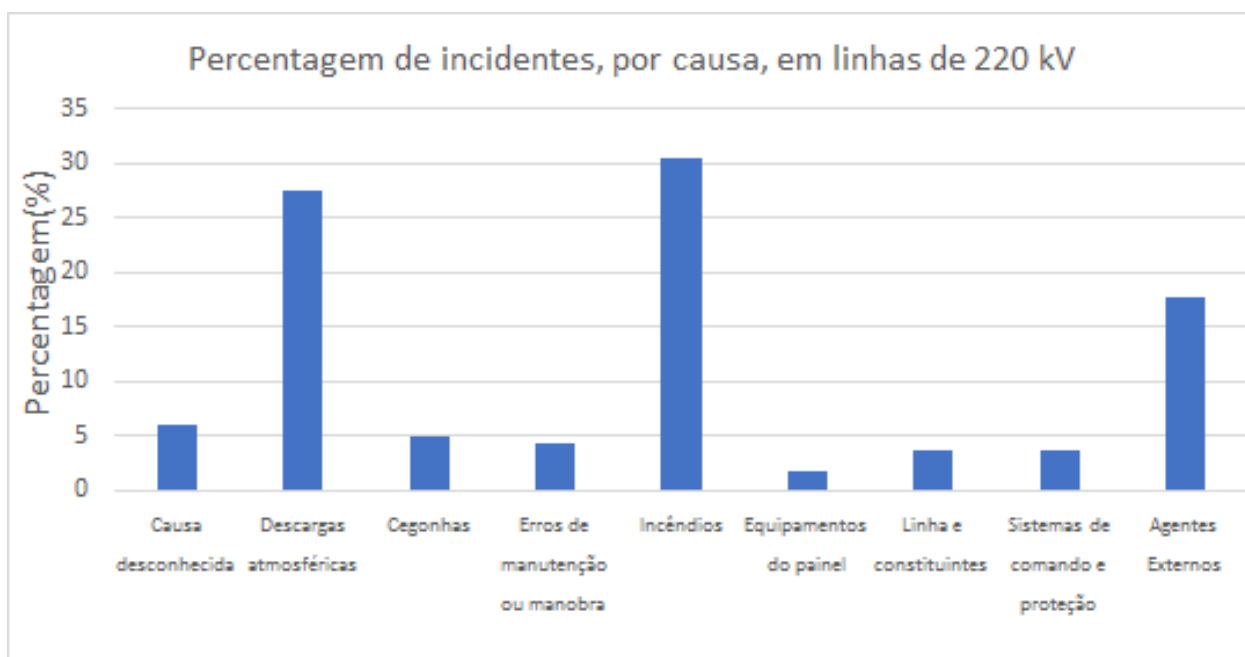


Figura 5.2: Percentagem dos incidentes, que provocam saídas de serviço do elemento afetado, que ocorrem em linhas de 220, por causa.

No gráfico 5.2, verifica-se que o principal fator de incidentes com saída de serviço, em linhas de 220 kV são os incêndios, seguidos das descargas atmosféricas e agentes externos.

Procedeu-se a um estudo de quais as causas em linhas de 220 kV, que em cada evento definido em 4.2, tinham maior destaque. Os gráficos encontram-se na secção A.2 do anexo A.

Estudos dos incidentes em linhas de 400 kV

No gráfico 5.3 encontram-se as percentagens dos incidentes, por causa, para linhas de 400 kV, que provocam a saída de serviço dos componentes afetados.

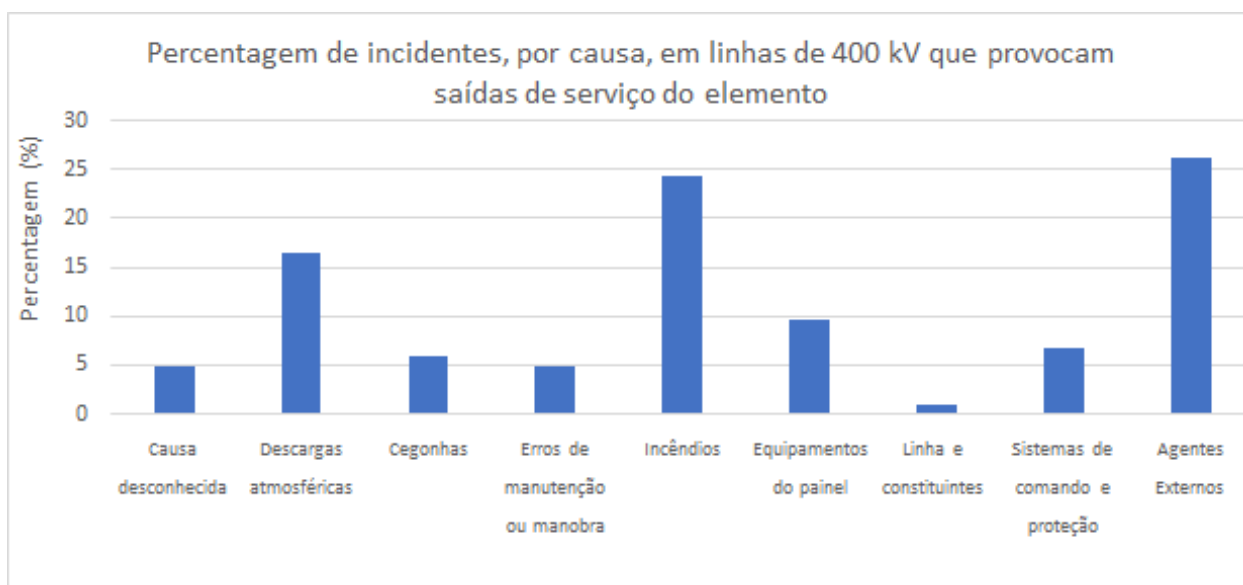


Figura 5.3: Percentagem dos incidentes, que provocam saídas de serviço do elemento afetado, que ocorrem em linhas de 400 kV, por causa.

No gráfico 5.3 verifica-se que a maior causa de incidentes em linhas de 400 kV são os agentes externos, seguidos dos incêndios. Na secção A.3 do apêndice A encontra-se um estudo de quais as causas que em linhas de 400 kV, tinham maior destaque, para cada um dos eventos definidos em 4.2.

Análise dos incidentes nas linhas da RNT

Os incidentes que provocam a saídas de serviço das linhas têm como causas principais:

- Descargas atmosféricas;
- Incêndios;
- Agentes Externos;

Os incidentes, têm em geral uma grande dispersão de tempos de reposição do elemento afetado, o que, como dito anteriormente impossibilita atribuir a cada causa um tempo de reposição fixo. As cegonhas são uma causa identificada como preocupante para o ORT, no entanto, a percentagem de incidentes que indisponibilizam o elemento, em linhas, devido a esta causa é baixa. A preocupação do ORT com as cegonhas prende-se com o facto de estas provocarem muitos incidentes que causam cavas de tensão, deixando o elemento intacto e sem interrupção de serviço. Estas comprometem a qualidade do serviço.

É de notar que à medida que a tensão nas linhas sobe, menor é o impacto das descargas atmosféricas, tanto a proporção relativamente aos outros incidentes diminui, como o elemento fica

menos tempo indisponível. No nível de tensão dos 220 e 400 kV, não há registros de incidentes por descargas que indisponibilizem o elemento por mais de 2 horas.

Por norma as causas mais frequentes têm tempos de reposição mais curtos, e as menos frequentes, que afetam normalmente componentes importantes da linha, do painel ou sistemas de proteção, têm tempos de reposição mais longos, o que está em concordância com o que foi dito na secção 3.4 - só são aceitáveis incidentes que provoquem grandes estragos no seu sistema se a sua probabilidade de ocorrência for baixa.

5.3 Causas dos incidentes, em transformadores, para cada um dos eventos apresentados no capítulo 4

Nos gráficos seguintes encontra-se uma análise dos incidentes para os transformadores da RNT. As causas dos incidentes são as seguintes:

- Causa Desconhecida;
- Agentes externos, onde estão incluídos inundações imprevisíveis, cegonhas, outras aves, e outros animais (não aves);
- Equipamentos do painel, onde estão incluídos problemas no disjuntor, módulo SF6 blindado e transformador de tensão;
- Erros de manutenção ou manobra;
- Sistemas de comando e proteção;
- Transformador de Potência onde estão incluídos acessórios, descarregador de sobretensões e serviços auxiliares.

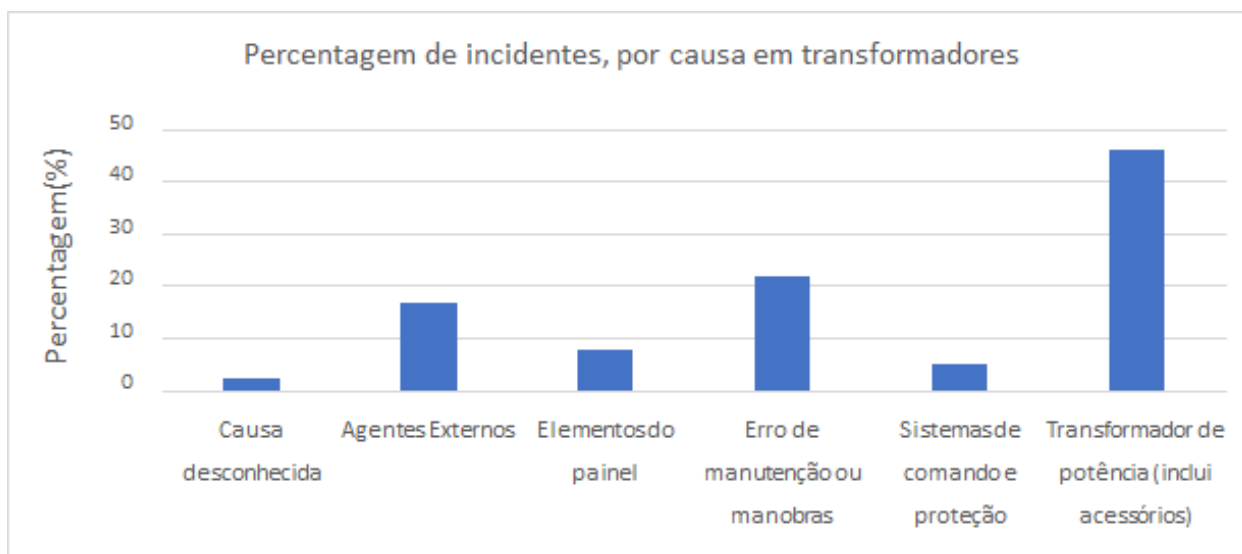


Figura 5.4: Percentagem dos incidentes, que provocam saídas de serviço do elemento afetado, que ocorrem em transformadores, por causa.

Ao contrário do que acontece em linhas, em transformadores não existe a possibilidade de religação da máquina, pelo que os incidentes em transformadores provocam sempre a saída de serviço do elemento.

Pelo gráfico da figura 5.4, verifica-se que a causa principal para incidentes com transformadores são os defeitos no transformador de potência, ou nos seus acessórios. Na secção A.4 do apêndice A encontra-se um estudo de quais as causas que em transformadores da RNT, tinham maior destaque, para cada um dos eventos definidos em 4.2.

5.4 Variação dos incidentes ao longo dos meses do ano, considerando os dados de 2012 a 2016

As taxas de avarias calculadas foram consideradas constantes ao longo dos meses do ano. No entanto, tal não se verifica na prática. Nos gráficos 5.5, 5.6, 5.7 e 5.8 encontra-se o estudo efetuado sobre a forma como os incidentes que colocam fora de serviço o elemento afetado (linhas ou transformadores), variam ao longo dos meses do ano.

Linhas

5.4 Variação dos incidentes ao longo dos meses do ano, considerando os dados de 2012 a 201655

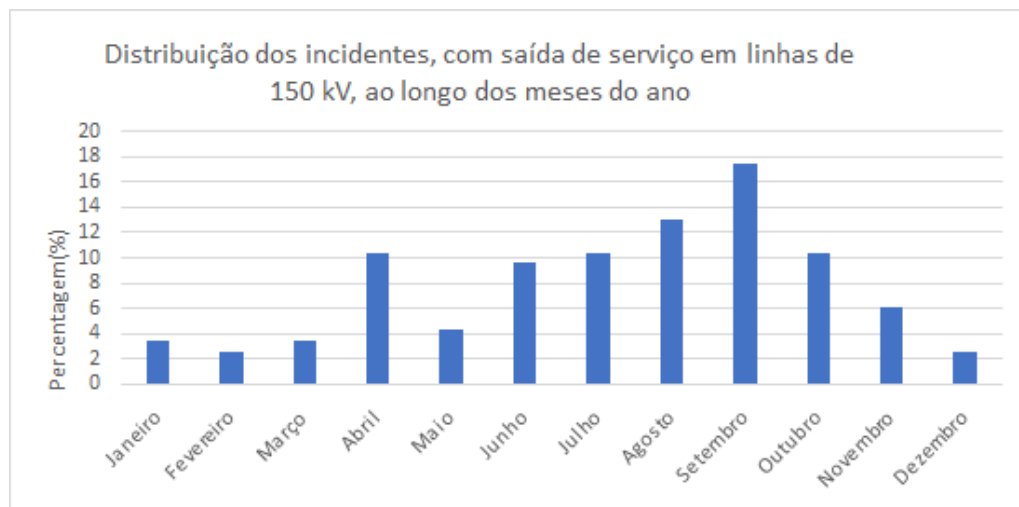


Figura 5.5: Distribuição, em porcentagem, dos incidentes ao longo do ano, para linhas de 150 kV, em porcentagem.

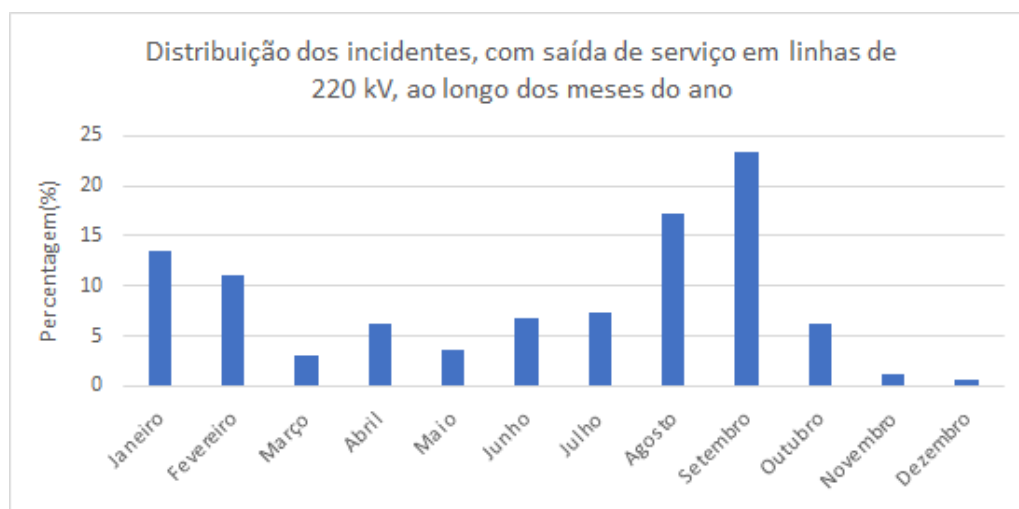


Figura 5.6: Distribuição, em porcentagem, dos incidentes ao longo do ano, para linhas de 220 kV, em porcentagem.

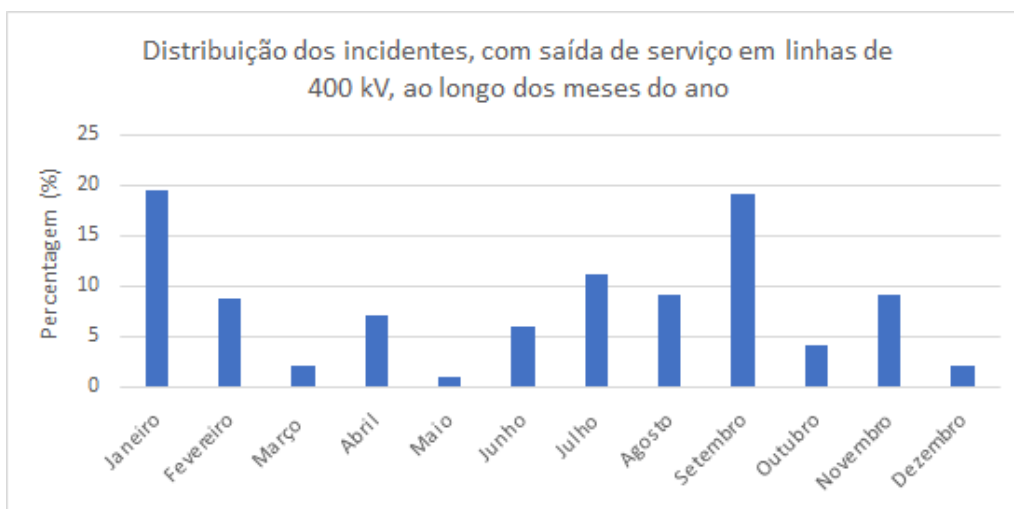


Figura 5.7: Distribuição, em percentagem, dos incidentes ao longo do ano, para linhas de 400 kV, em percentagem.

Transformadores

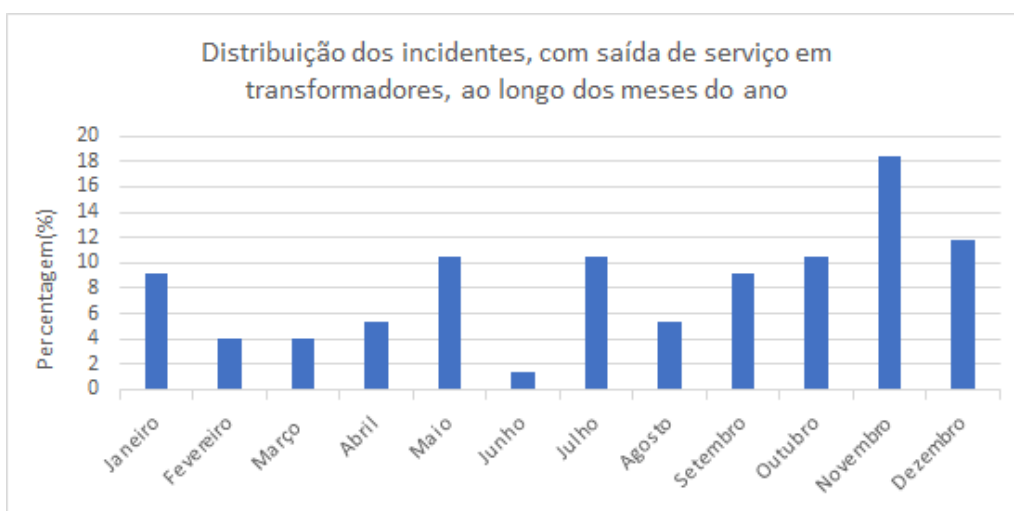


Figura 5.8: Variação do número de incidentes ao longo do ano, para transformadores, em percentagem.

Como se verifica a partir dos gráficos anteriores, existem meses do ano em que há um número muito maior de incidentes do que noutros. Mas, ao analisar os dados de uma forma mais exaustiva foi possível verificar, por exemplo que em linhas de 150 kV, cerca de 66% dos incidentes que ocorreram no mês de agosto se deveram ao elevado número de incêndios que afetaram as linhas no ano de 2016, não tendo sido praticamente verificados noutros anos incidentes por esta causa,

neste nível de tensão.

Quando se observa o gráfico dos incidentes em linhas de 400 kV, verifica-se que o mês com o maior número de incidentes foi janeiro. No entanto, verifica-se que cerca de 80% dos incidentes que ocorreram nesse mês se deveram a incidentes provocados por vento e árvores, no ano de 2013¹, não tendo ocorrido este tipo de incidentes noutros anos.

Quando se analisam os dados, verifica-se ainda que os incidentes por descargas atmosféricas, estão presentes ao longo de quase todos os meses do ano, não sendo possível identificar qualquer padrão.

Com isto conclui-se que os anos analisados não permitiam calcular taxas para cada mês do ano, visto que existem padrões que não são possíveis de identificar. Para além disto, o número de incidentes a acontecerem por mês do ano e para cada evento, por vezes eram poucos e não permitiam ter dados suficientes para retirar conclusões baseadas apenas no histórico.

5.5 Apresentação dos valores obtidos para as taxas de falha e tempos médios dos eventos definidos em 4.2

Na secção 5.5 são apresentados os valores das taxas de avarias e tempos de reposição calculados, para cada evento, para linhas e transformadores.

As taxas de falhas e tempos de reposição

Tabela 5.1: Taxas de falhas e tempos médios de reposição, para cada evento, em linhas de 150 kV.

	Evento 1	Evento 2	Evento 3	Evento 4	Evento 5
Taxa de avarias ($\frac{n^o \text{ de ocorrências}}{\text{ano} \times \text{comprimento(km)}}$)	0,00531	0,00207	0,000443	0,000516	0,000147
Tempo de reposição médio (horas)	0,0233	0,420	4,64	15,7	168

Tabela 5.2: Taxas de falhas e tempos médios de reposição, para cada evento, em linhas de 220 kV.

	Evento 1	Evento 2	Evento 3	Evento 4	Evento 5
Taxa de avarias ($\frac{n^o \text{ de ocorrências}}{\text{ano} \times \text{comprimento(km)}}$)	0,00596	0,00137	0,000738	0,000158	0,000422
Tempo de reposição médio (horas)	0,0264	0,709	3,93	21,3	168

Tabela 5.3: Taxas de falhas e tempos médios de reposição, para cada evento, em linhas de 400 kV.

	Evento 1	Evento 2	Evento 3	Evento 4	Evento 5
Taxa de avarias ($\frac{n^o \text{ de ocorrências}}{\text{ano} \times \text{comprimento(km)}}$)	0,00471	0,00128	0,000856	0,000357	0,000143
Tempo de reposição médio (horas)	0,0309	0,483	4,58	18,9	168

¹ Neste mês houve um ciclone ("Gong") que provocou mais de 100 incidentes num único dia.

Tabela 5.4: Taxas de falhas e tempos médios de reposição, para cada evento, em transformadores.

	Evento 1	Evento 2	Evento 3	Evento 4	Evento 5
Taxa de avarias ($\frac{n^{\circ} \text{ de ocorrências}}{\text{ano} \times n^{\circ} \text{ de transformadores}}$)	0,0124	0,0248	0,0200	0,0114	0,00571
Tempo de reposição médio (horas)	0,0371	0,872	3,70	21,2	168

De seguida são apresentados os resultados obtidos para o Risco de Energia Não Fornecida, por ponto de entrega, considerando as indisponibilidades presentes nos planos anuais de indisponibilidades de 2016 e 2017.

5.6 O Risco calculado para os pontos de entrega, com base nos planos anuais de indisponibilidades de 2016 e 2017

Na presente secção são apresentados os valores do Risco por ponto de entrega, para as indisponibilidades incluídas nos planos anuais de indisponibilidades de 2016 e 2017. Os pontos de entrega a analisar em cada ano são diferentes, visto que dependem das indisponibilidades planeadas para esse ano.

Os nomes dos pontos de entrega foram codificados, e os valores de Risco apresentados para cada ponto de entrega incluem o somatório dos Riscos associados às várias indisponibilidades realizadas para cada um dos planos anuais de indisponibilidades em análise.

Em primeiro lugar são apresentados os Riscos dos pontos monoalimentados, ligados à rede de distribuição e a clientes MAT. Como foram usadas as cargas de 2016 para a análise dos dois planos, estes valores vão ser iguais, nos dois anos, para pontos de entrega monoalimentados.

Tabela 5.5: Risco para os pontos de entrega monoalimentados ligados à RND.

Ponto de Entrega	Risco (MWh)
S9	1,26
S17	0,153
S24	0,112

Tabela 5.6: Risco para os pontos de entrega monoalimentados, ligados a clientes MAT.

Ponto de Entrega	Risco (MWh)
C9	23,1
C16	147
C17	345
C18	4,35

Resultados do Plano Anual de Indisponibilidades de 2017

Nas tabelas que se seguem encontram-se os Riscos, por ponto de entrega, das indisponibilidades do Plano Anual de Indisponibilidades de 2017, para os pontos de entrega bialimentados

ligados à RND (5.7) e para os pontos de entrega bialimentados ligados a Clientes MAT(5.8).

Tabela 5.7: Risco para os pontos de entrega bialimentados ligados à RND, considerando as indisponibilidades do plano de 2017.

Ponto de Entrega	Risco (MWh)
S1	0,000912
S2	0,00312
S8	0,00978
S11	0,00314
S14	0,00594
S15	1,54
S19	0,000613
S23	0,0267
S25	0,00341
S26	0,00180

Tabela 5.8: Risco para os pontos de entrega bialimentados ligados a Clientes MAT, considerando as indisponibilidades do plano anual de 2017.

Ponto de Entrega	Risco (MWh)
C2	0,000130
C5	0,000225
C6	0,000139
C8	0,0000913
C15	0,0138

Resultados do Plano Anual de Indisponibilidades de 2016

Nas tabelas que se seguem encontram-se os Riscos, por ponto de entrega, das indisponibilidades do Plano Anual de Indisponibilidades de 2016, para os pontos de entrega bialimentados ligados à RND (5.9) e para os pontos de entrega bialimentados ligados a Clientes MAT (5.10).

Tabela 5.9: Risco para os pontos de entrega bialimentados ligados à RND, considerando as indisponibilidades do plano de 2016.

Ponto de Entrega	Risco (MWh)
S2	0,00149
S3	0,0105
S4	0,00123
S5	0,000451
S6	0,0178
S7	0,00876
S8	0,00330
S10	0,000716
S12	0,395
S13	0,000279
S14	0,0142
S15	0,00584
S21	0,00386
S25	0,0222
S26	0,0524
S27	0,000252

Tabela 5.10: Risco para os pontos de entrega bialimentados ligados a Clientes MAT, considerando as indisponibilidades do plano anual de 2016.

Ponto de Entrega	Risco (MWh)
C1	0,0000159
C5	0,0000675
C8	0,0368
C10	0,00149
C12	0,00173
C13	0,00421
C15	0,00521

Da análise dos planos de indisponibilidades verificou-se que as manutenções planeadas de 2016 tiveram, no total, menor risco para a RNT, do que as de 2017. Para pontos de entrega monoalimentados, ligados à RND, a sua carga máxima não ultrapassa os 70 MW, e o recurso total de cargas, por parte da RND é obrigatório. No entanto, a sua exposição ao Risco (f_m) tem a duração do período de observação, neste caso, 1 ano, o que resulta em Riscos mais elevados, do que nos casos bialimentados que têm recurso total das cargas (5.5). Nos locais bialimentados da rede em que há recurso total pela RND, o risco das indisponibilidades é praticamente zero. Isto deve-se ao facto de a exposição ao risco ser normalmente baixa (é igual à duração da indisponibilidade), e no caso de haver algum incidente durante a manutenção, a duração da interrupção não ultrapassa os 5 minutos (tempo que o ORD deverá demorar a restabelecer os consumos), por exemplo na tabela 5.9 os pontos de entrega S2, S5 e S10.

Quando os pontos de entrega são bialimentados, mas o recurso por parte da distribuição é

parcial, podem ocorrer situações, em que o Risco de uma indisponibilidade ultrapasse o Risco em pontos monoalimentados ligados à RND. Como se pode observar na tabela 5.7, em que o somatório das indisponibilidades do ponto de entrega S15, ligado à RND teve um risco de 1.54 MWh, o que ultrapassa o maior risco dos pontos monoalimentados (S9 - 1,26 MWh). Este valor do Risco deve-se essencialmente a uma indisponibilidade com uma duração de cerca de 100 dias, e de neste ponto de entrega só ser possível transferir parte da carga. O que resultou numa indisponibilidade com um valor de Risco de 1.47 MWh. Repare-se, que ocorrendo um evento catastrófico, durante a manutenção, há a possibilidade de parte da carga ficar por alimentar durante várias horas (tempo de reposição em caso de emergência do elemento em manutenção ou tempo de reposição do elemento que sofreu o incidente).

Na tabela 5.9, o ponto de entrega S12, tem um Risco muito superior a todos os outros. Neste ponto de entrega o recurso por parte da distribuição é total, mas a carga média é elevada, e foram efetuadas 4 indisponibilidades nos elementos do ponto de entrega. Duas delas com um Risco de Energia Não Fornecida superior à média. Numa, o Risco é de 0,217 MWh, este valor deve-se a uma indisponibilidade de cerca de 100 dias (exposição ao risco com um grande duração, num ponto de entrega com carga muito elevada). A outra indisponibilidade tem associado um Risco de 0.17 MWh. Nesta, o valor de risco deveu-se a uma intervenção de cerca de 20 dias, em que o elemento que assegurava os consumos era uma linha com um comprimento muito elevado, o que aumenta a taxa de avarias, e consequentemente o Risco.

Os outros clientes MAT, que não a RND, não têm recurso. Quando estes são bialimentados (Tabelas 5.10 e 5.8), o Risco das indisponibilidades é muito baixo, sendo próximo de zero, pois a exposição ao Risco tem a duração das indisponibilidades, e as cargas a alimentar para estes clientes específicos são baixas.

Quando se compara o Risco dos clientes MAT, monoalimentados (Tabela 5.6), com o Risco dos restantes pontos de entrega da RNT, verifica-se que o risco destes clientes é muito maior que todos os outros. Estes valores tão elevados de Risco são explicados, pelo facto de estes clientes terem cargas elevadas e não terem recurso em caso de incidentes, pelo que se ocorrerem eventos catastróficos, as cargas podem ficar por alimentar durante grandes períodos de tempo (tempo de resolução da avaria do elemento que sofre o incidente).

Da análise de resultados conclui-se que a duração das indisponibilidades, a possibilidade de recurso por parte da RND, as taxas de falhas dos componentes que asseguram os consumos e as cargas médias nos pontos de entrega são os fatores que mais afetam os valores de Risco. Pode-se atuar nestas grandezas e tentar otimizar as manutenções, diminuindo o Risco. Podem ser alteradas as datas das manutenções por forma a que se consiga uma transferência maior das cargas por parte da rede de distribuição durante a manutenção, ou para que a carga média seja mais baixa e deve ser avaliada a possibilidade de enviar mais equipas aos locais por forma a diminuir a duração dos trabalhos.

Nos casos dos clientes MAT, monoalimentados ligados diretamente à RNT, tendo em conta o valor do Risco (5.6), devem ser equacionados planos de investimento para a construção de novas linhas, ou negociadas com o regulador as condições das indemnizações a serem pagas, em caso

de incidentes, visto que, do ponto de vista do Risco de Energia Não Fornecida as condições destes clientes não podem ser comparadas com os restantes clientes da RNT.

5.7 Sumário do Capítulo 5

A partir do estudo dos incidentes apresentado em 5.2, pode-se concluir que as principais causas de incidentes que provocam a saída de serviço do elemento afetado, em linhas MAT, são as descargas atmosféricas, os incêndios e os agentes externos. Os incidentes que ocorrem têm uma grande variabilidade no tempo, mesmo quando dois incidentes diferentes são provocados pela mesma causa. Nos transformadores da RNT, as principais causas de incidentes são o Transformador de Potência e os seus acessórios e Erros de Manutenção e Manobra. Também nos transformadores os incidentes têm uma grande dispersão no tempo, para a mesma causa.

O número de incidentes, tanto em linhas como em transformadores varia ao longo do ano, no entanto, o conjunto de dados não era suficiente para tirar conclusões.

No plano anual de indisponibilidades de 2017 existe, um ponto de entrega bialimentado da RNT ligado à RND, em que o recurso é parcial. Nesse ponto de entrega, há registo de uma indisponibilidade em que o Risco de Energia Não Fornecida da mesma ultrapassa o Risco de Energia Não Fornecida do ponto de entrega monoalimentado ligado à RND com o Risco de Energia Não Fornecida mais elevado (Tabela 5.7 - S15). Assim, conclui-se que há indisponibilidades de elementos da RNT que podem ser otimizadas de forma a diminuir o Risco de Energia Não Fornecida na RNT.

Os clientes MAT, monoalimentados ligados diretamente à RNT são os que apresentam o Risco mais elevado. O Risco destes clientes torna quase insignificante o risco de todos os outros.

Capítulo 6

Conclusões e Trabalho Futuro

Neste último Capítulo serão descritas, na secção 6.1, as principais conclusões do trabalho desenvolvido. Na secção 6.2 encontram-se as limitações do algoritmo desenvolvido e dos dados usados nos cálculos.

As contribuições da dissertação para o desenvolvimento de um método que permita obter os valores do Risco de perda de pontos de entrega na sequência de manutenções na Rede Nacional de Transporte, estão na Secção 6.3. Por fim, na Secção 6.4, serão apresentadas sugestões para possíveis trabalhos futuros.

6.1 Conclusões

As manutenções dos elementos da RNT são fundamentais para manter os equipamentos em boas condições de funcionamento. As manutenções planeadas da RNT seguem regras de segurança, havendo restrições quanto às épocas do ano, consoante os níveis de carga a satisfazer são mais altos ou mais baixos. Os trabalhos devem ter reposição diária sempre que possível e deve sempre ser analisada a possibilidade de transferência de carga a partir da rede de distribuição.

A maioria dos pontos de entrega da RNT ligados à RND bialimentados têm recurso total, o que resulta em valores de Risco de Energia Não Fornecida muito baixos (quase zero), mesmo quando as indisponibilidades têm durações muito longas.

Quando os pontos de entrega são bialimentados, e o recurso é parcial, há que fazer uma análise mais cuidada, podendo ocorrer situações em que o Risco das indisponibilidades ultrapasse o Risco máximo definido como aceitável (Risco dos pontos de entrega monoalimentados, ligados à RND). Nestes casos devem ser tomadas providências para baixar o Risco, nomeadamente diminuir a duração dos trabalhos, programar as indisponibilidades para épocas de carga mais baixas, reduzir os tempos de reposição em caso de emergência ou tentar negociar uma transferência de cargas mais elevada pela distribuição.

Apesar de haver situações em que o risco das manutenções pode exceder os limites definidos, as situações mais preocupantes da RNT são os clientes MAT monoalimentados, ligados à RNT. Nestes locais as cargas são elevadas, não há recurso e a exposição é igual ao período de observação.

Ao ocorrerem incidentes catastróficos, o ORT só poderá alimentar as cargas quando for possível recolocar o elemento em serviço. Apesar disto, a ERSE obriga a que estes clientes tenham uma continuidade e qualidade de serviço igual à de todos os outros.

6.2 Limitações nos dados usados

Os dados usados para o cálculo do Risco têm algumas limitações. A Rede Nacional de Transporte está em constante mudança. O número de linhas e/ou km de linhas é variável, assim como o número de transformadores, no entanto, no cálculo assumiram-se constantes.

Os sistemas de proteção, comando e controlo evoluíram, as faixas debaixo das linhas foram aumentadas, as técnicas de manutenção aperfeiçoadas, apostando-se cada vez mais em manutenções preditivas. Estes fatores contribuíram para que não fosse viável usar os dados todos relativos aos incidentes disponíveis na base de dados do ORT. A utilização de um número menor de dados limitou o cálculo de taxas de falhas e tempos de reposição dos elementos afetados em caso de incidente, que foram calculadas de forma determinística. As cargas usadas foram iguais para os dois anos e foi usada a carga média para cada estação do ano.

Por fim, o protocolo entre Operador da Rede de Transporte e Rede de Distribuição, quando à possibilidade de transferência de cargas não está atualizado, e o tempo que a rede de distribuição demora a transferir as cargas foi estabelecido por estimativa (5 minutos), não havendo um tempo limite.

6.3 Contribuições da Dissertação

O trabalho desenvolvido ao longo da dissertação permitiu o desenvolvimento de uma metodologia que permite calcular o Risco de Energia Não Fornecida em pontos de entrega monoalimentados e bialimentados na Rede Nacional de Transporte. Ao quantificar-se o Risco é possível obter-se informações sobre a influência dos trabalhos de manutenção na continuidade de serviço da RNT, e sobre a eficiência do planeamento das indisponibilidades.

O estudo realizado sobre os incidentes que retiram os elementos de rede fora de serviço dão a conhecer quais as causas de incidentes que mais frequentemente podem comprometer a continuidade de serviço na RNT.

A metodologia desenvolvida permite que o ORT otimize as manutenções de maior Risco, podendo-se chegar a um equilíbrio, modificando os fatores que contribuem para a diminuição do Risco. Os resultados obtidos podem ainda ajudar a realizar estudos sobre a necessidade de investir na construção de novas linhas, especialmente no que toca a clientes MAT, monoalimentados e sem recurso.

6.4 Trabalhos Futuros

Na metodologia usada os valores das taxas de falhas e tempos de reposição dos equipamentos têm uma grande influência na precisão dos resultados obtidos. O cálculo das taxas de falhas foi feita tendo em conta os incidentes passados e de forma determinística, o que, como explicam Roy Billinton e Ronald N. Allan em [40] deve ser feito recorrendo a técnicas probabilísticas, nomeadamente Simulação de Monte Carlo. Um dos trabalhos futuros seria obter as taxas recorrendo a este método.

Futuramente seria útil criar uma base de dados com todos os dados atualizados dos pontos de entrega, nomeadamente cargas, protocolo entre ORT e ORD, incidentes ocorridos, que permitisse a criação de uma aplicação que calculasse o Risco de forma automática. O objetivo da aplicação seria auxiliar o ORT na autorização de indisponibilidades, e permitir a otimização de manutenções por alteração das entradas, nomeadamente tempos de reposição em caso de emergência, duração da indisponibilidade, época do ano, duração do trabalho e possibilidades de recurso.

Anexo A

Estudo dos incidentes com saída de serviço de linhas e transformadores da RNT

A.1 Estudo dos incidentes em linhas de 150 kV, para cada um dos eventos considerados em 4.2

Nos gráficos A.1, A.2, A.3, A.4 e A.5, são apresentadas as causas dos incidentes, em percentagem, para cada um dos 5 eventos definidos em 4.2.

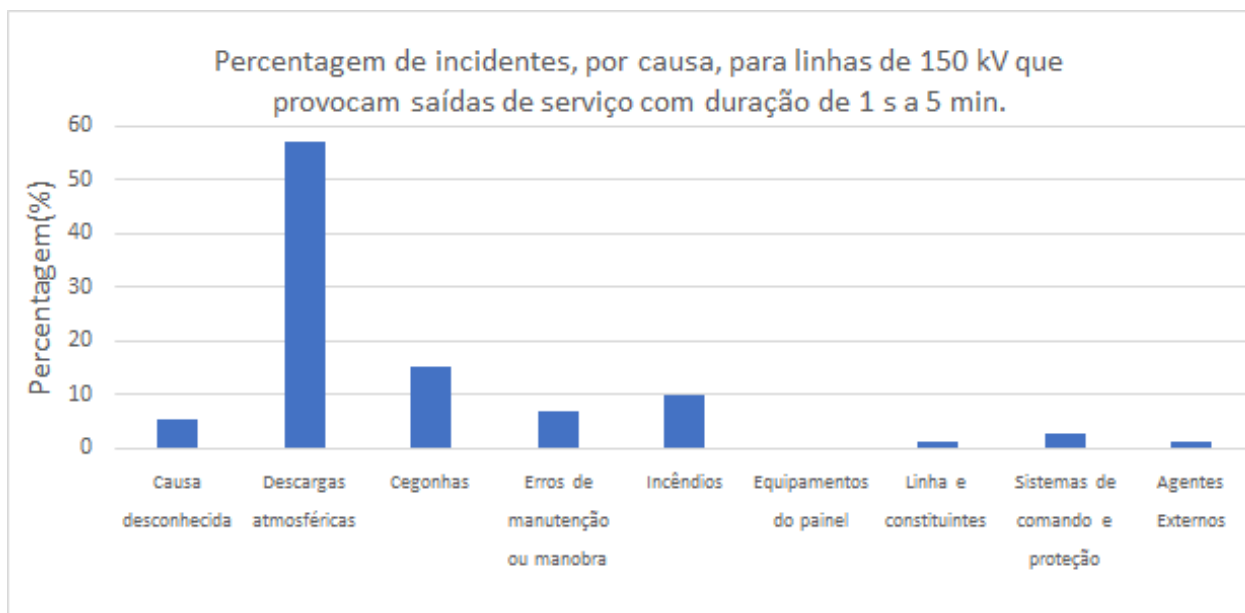


Figura A.1: Percentagem dos incidentes, que provocam saídas de serviço do elemento afetado com uma duração de 1 segundo a 5 minutos, em linhas de 150 kV, por causa.

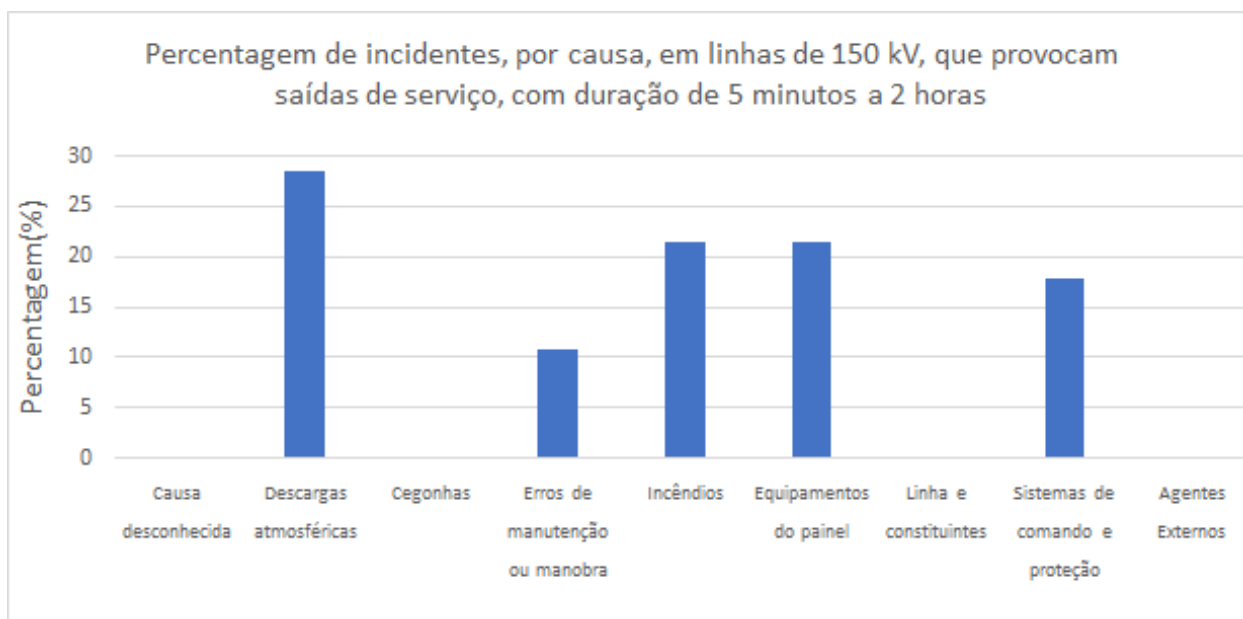


Figura A.2: Percentagem dos incidentes, que provocam saídas de serviço do elemento afetado com uma duração de 5 minutos a 2 horas, em linhas de 150 kV, por causa.

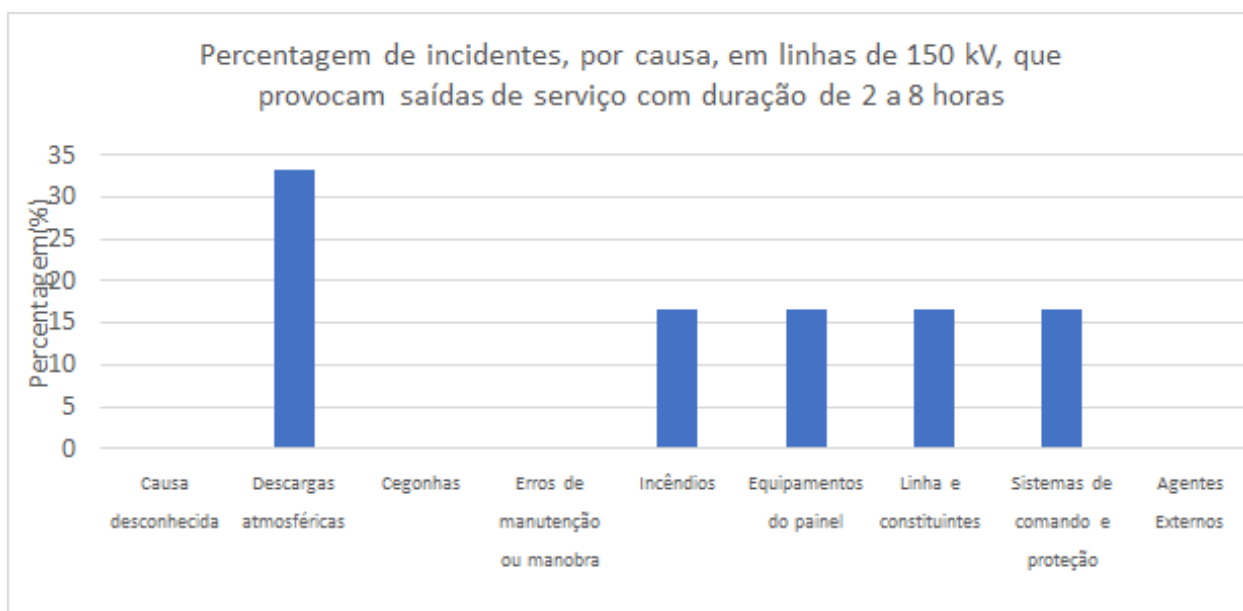


Figura A.3: Percentagem dos incidentes, que provocam saídas de serviço do elemento afetado com uma duração de 2 a 8 horas, em linhas de 150 kV, por causa.

A.1 Estudo dos incidentes em linhas de 150 kV, para cada um dos eventos considerados em 4.269

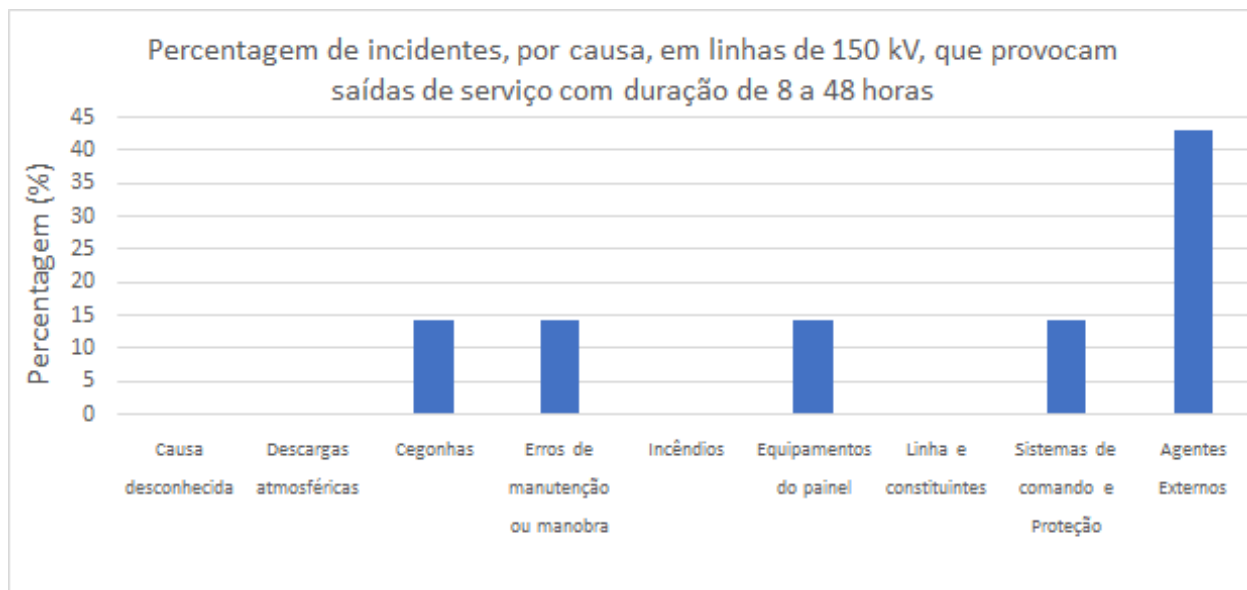


Figura A.4: Percentagem dos incidentes, que provocam saídas de serviço do elemento afetado com uma duração de 8 a 48 horas, em linhas de 150 kV, por causa.

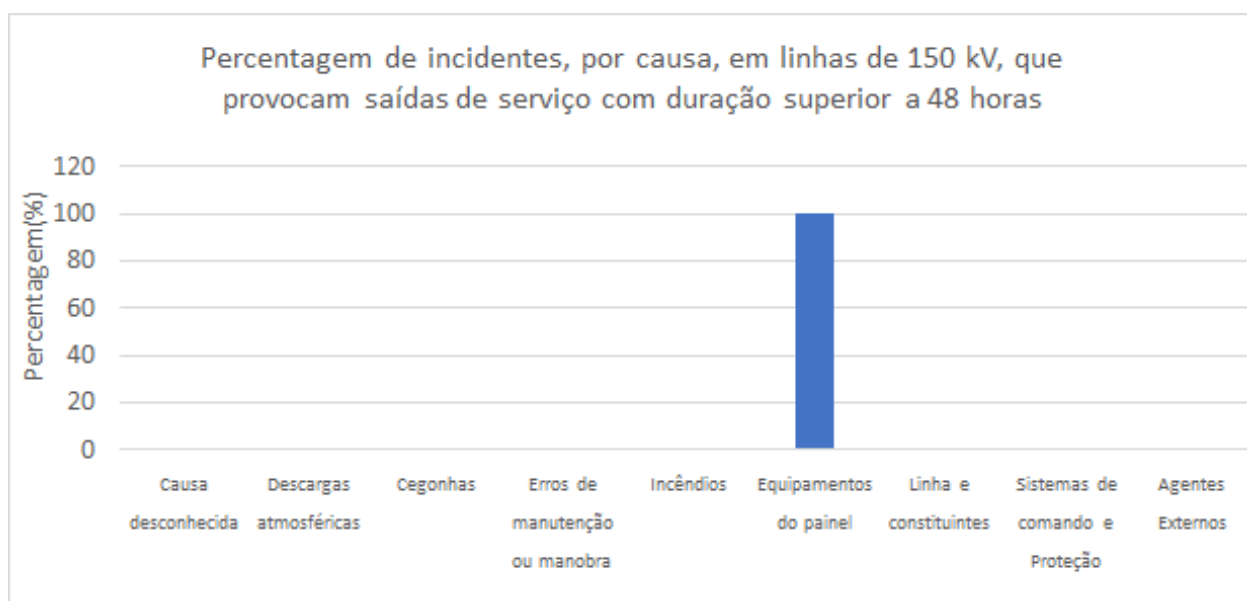


Figura A.5: Percentagem dos incidentes, que provocam saídas de serviço do elemento afetado com uma duração superior a 48 horas, em linhas de 150 kV, por causa.

Examinando os gráficos A.1, A.2, A.3, A.4 e A.5, verifica-se que em linhas de 150 kV, a maior causa de incidentes que provocam a saída do elemento são as descargas atmosféricas. No entanto, a maioria dos incidentes provoca saídas de serviço que duram apenas uns minutos (menos que 5),

não havendo saídas de serviço que causem indisponibilidades superiores a 8 horas. Os incidentes cuja causa são incêndios tem um comportamento semelhante ao das descargas, mas são muito menos frequentes.

Já os incidentes que ocorrem devido às cegonhas apenas duram alguns minutos, ou então provocam incidentes uma duração de algumas horas (eventos 1 e 4, respetivamente).

Os problemas com os sistemas de controlo e proteção, linhas e constituintes, e em especial os problemas relacionados com o painel, apesar de serem proporcionalmente menores aos das descargas, deixam o elemento indisponível durante grandes períodos de tempo, o que irá contribuir fortemente para a severidade, em Pontos de Entrega com recurso parcial, ou sem recurso, pela RND.

A.2 Estudo dos incidentes em linhas de 220 kV, para cada um dos eventos considerados em 4.2

Nos gráficos A.6, A.7, A.8, A.9 e A.10, são apresentadas as causas dos incidentes, em percentagem, para cada um dos 5 eventos definidos em 4.2, para linhas de 220 kV.

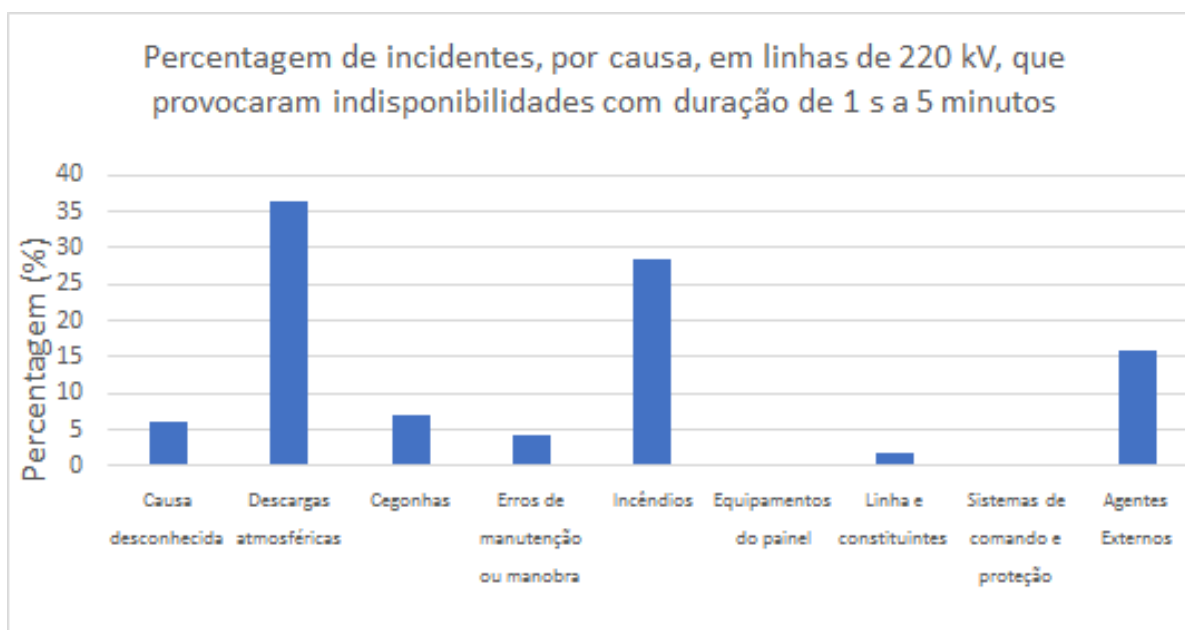


Figura A.6: Percentagem dos incidentes, que provocam saídas de serviço do elemento afetado com uma duração de 1 segundo a 5 minutos, em linhas de 220 kV, por causa.

A.2 Estudo dos incidentes em linhas de 220 kV, para cada um dos eventos considerados em 4.271

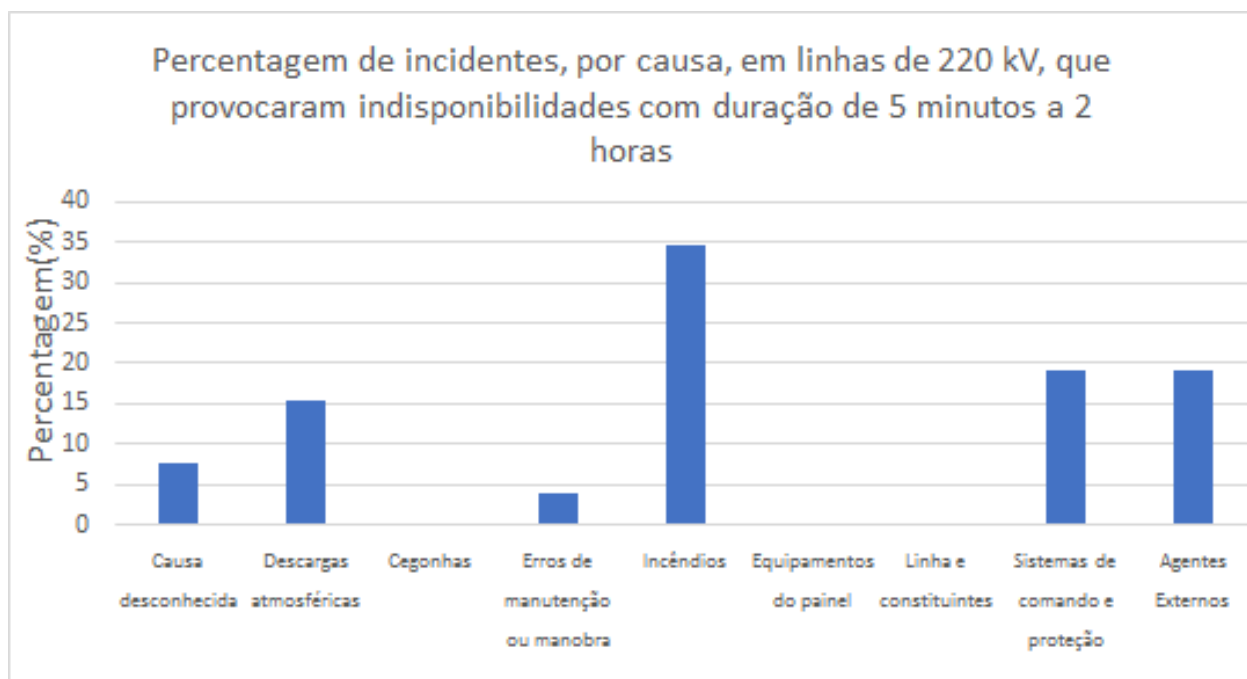


Figura A.7: Percentagem dos incidentes, que provocam saídas de serviço do elemento afetado com uma duração de 5 minutos a 2 horas, em linhas de 220 kV, por causa.

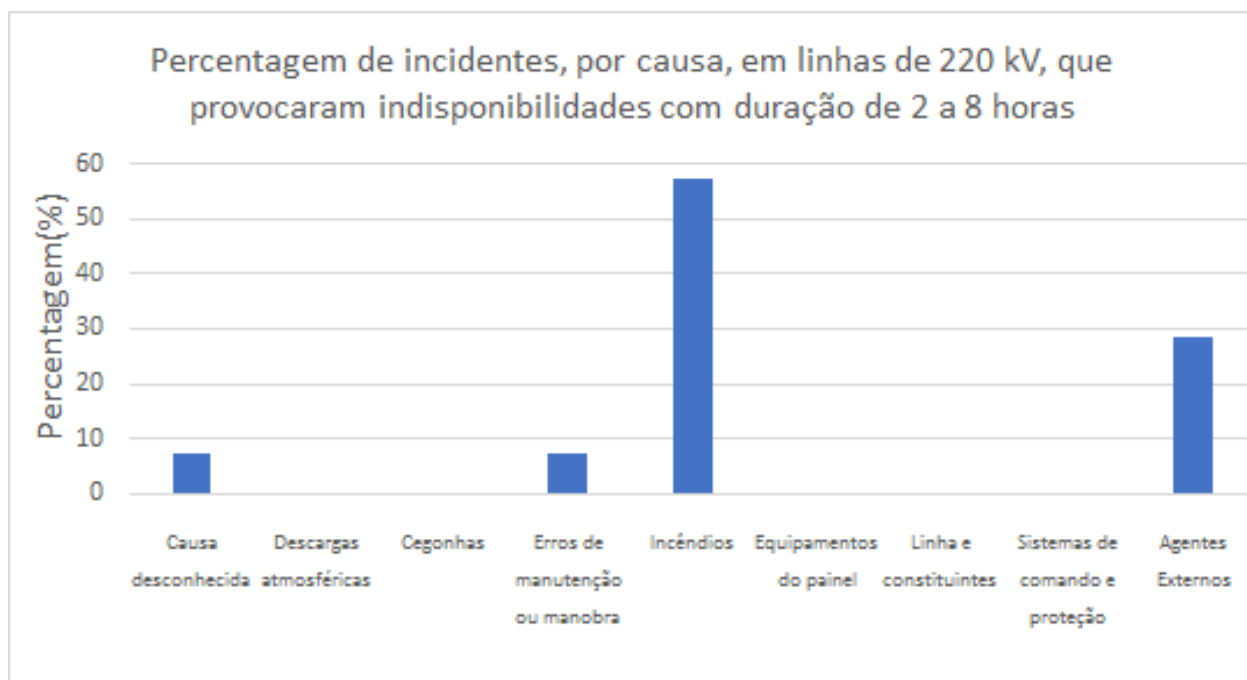


Figura A.8: Percentagem dos incidentes, que provocam saídas de serviço do elemento afetado com uma duração de 2 a 8 horas, em linhas de 220 kV, por causa.

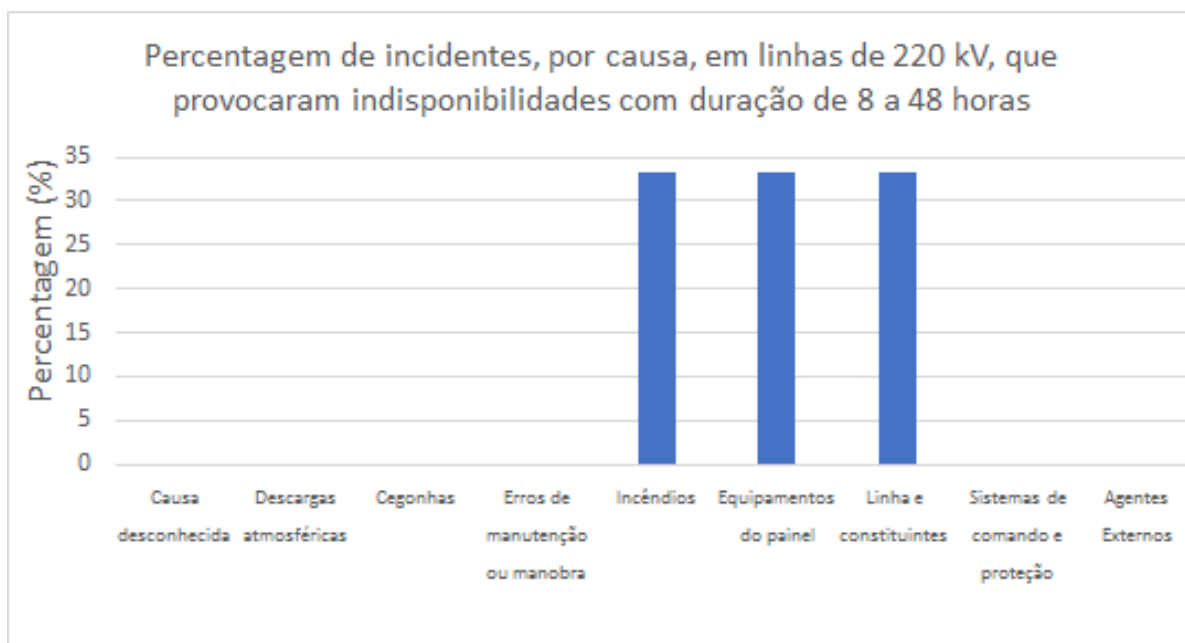


Figura A.9: Percentagem dos incidentes, que provocam saídas de serviço do elemento afetado com uma duração de 8 a 48 horas, em linhas de 220 kV, por causa.

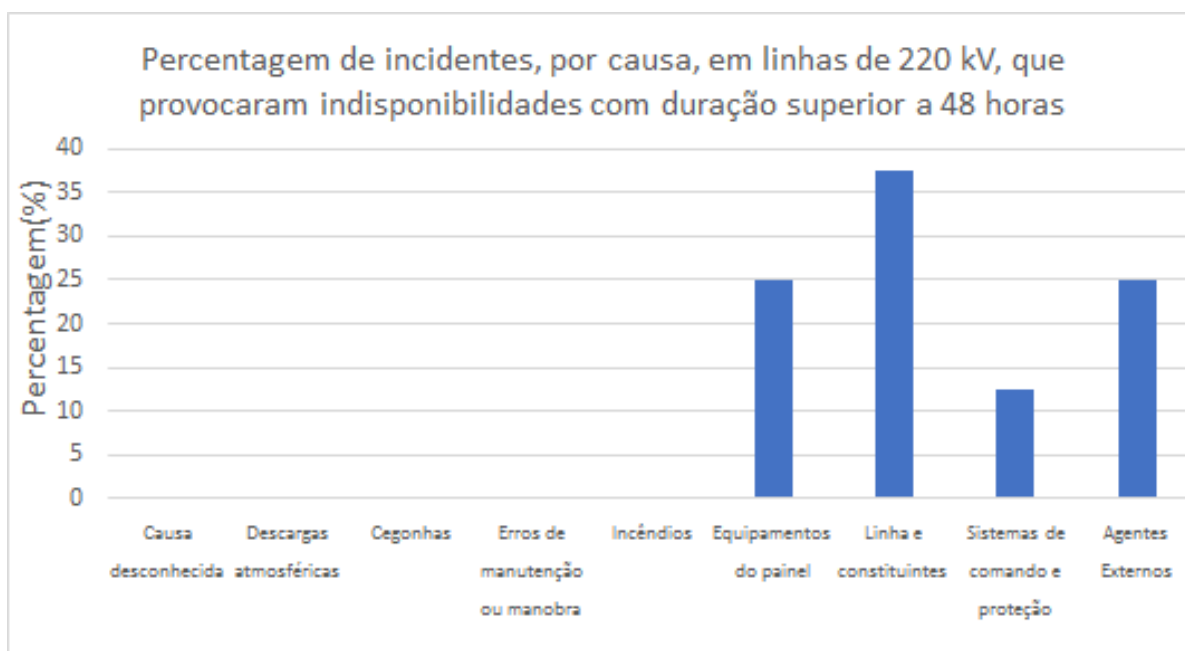


Figura A.10: Percentagem dos incidentes, que provocam saídas de serviço do elemento afetado com uma duração superior a 48 horas, em linhas de 220 kV, por causa.

A.3 Estudo dos incidentes em linhas de 400 kV, para cada um dos eventos considerados em 4.273

Por observação dos gráficos A.6, A.7, A.8, A.9 e A.10, verifica-se que, em linhas de 220 kV, as descargas atmosféricas, apesar de frequentes, não deixam o elemento fora de serviço durante longos períodos de tempo (neste caso, menos de 2 horas).

Já os incêndios, que são a causa de incidentes mais frequente, deixam o elemento fora de serviço durante longos períodos de tempo, representando cerca de 30% dos incidentes que indisponibilizam o elemento entre 8 e as 48 horas, em linhas de 220 kV.

A causa cegonhas corresponde apenas a cerca de 5% das causas dos incidentes totais verificados nos últimos 5 anos, que provocam a saída de serviço de linhas de 220 kV.

Os incidentes devido aos Sistemas de comando e proteção, Equipamentos de Paineis e Linhas e Constituintes, correspondem a menos de 5% do total de incidentes que ocorrem em linhas de 220 kV (5.2). Todavia, podem deixar o elemento indisponível durante longos períodos de tempo (mais de 48 horas).

Os incidentes ocorridos devido a agentes externos têm uma grande diversidade de tempos de reposição do elemento afetado, podendo variar de alguns minutos a vários dias (mais de 48 horas).

A.3 Estudo dos incidentes em linhas de 400 kV, para cada um dos eventos considerados em 4.2

Nos gráficos A.11, A.12, A.13, A.14 e A.15, são apresentadas as percentagens de incidentes, por causa, para cada um dos 5 eventos.

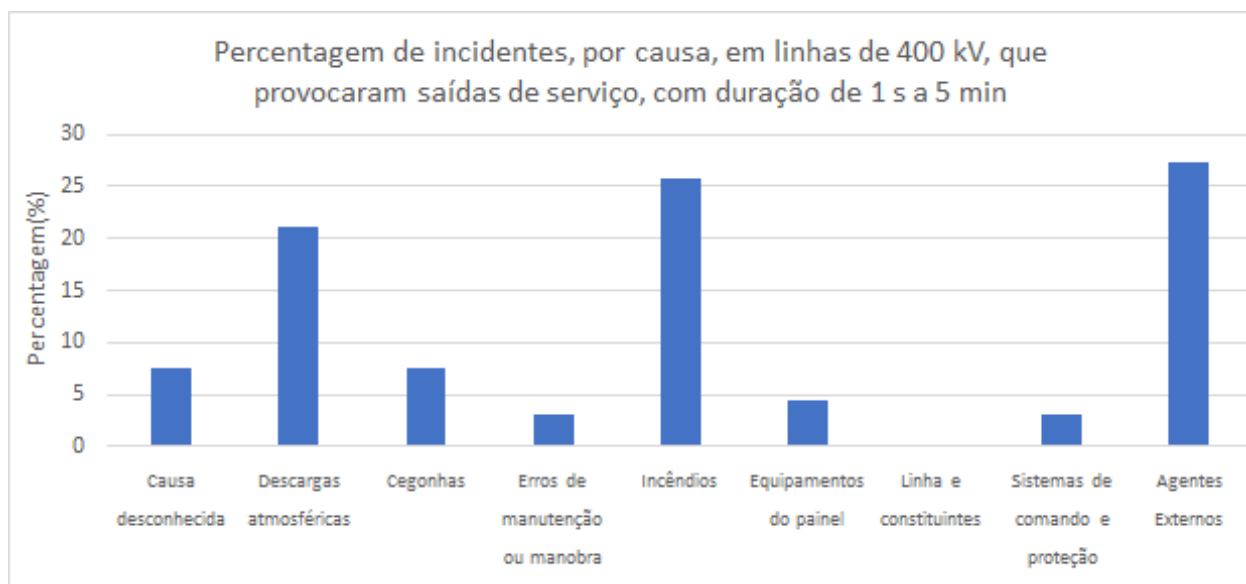


Figura A.11: Percentagem dos incidentes, que provocam saídas de serviço do elemento afetado com uma duração de 1 segundo a 5 minutos, em linhas de 400 kV, por causa.

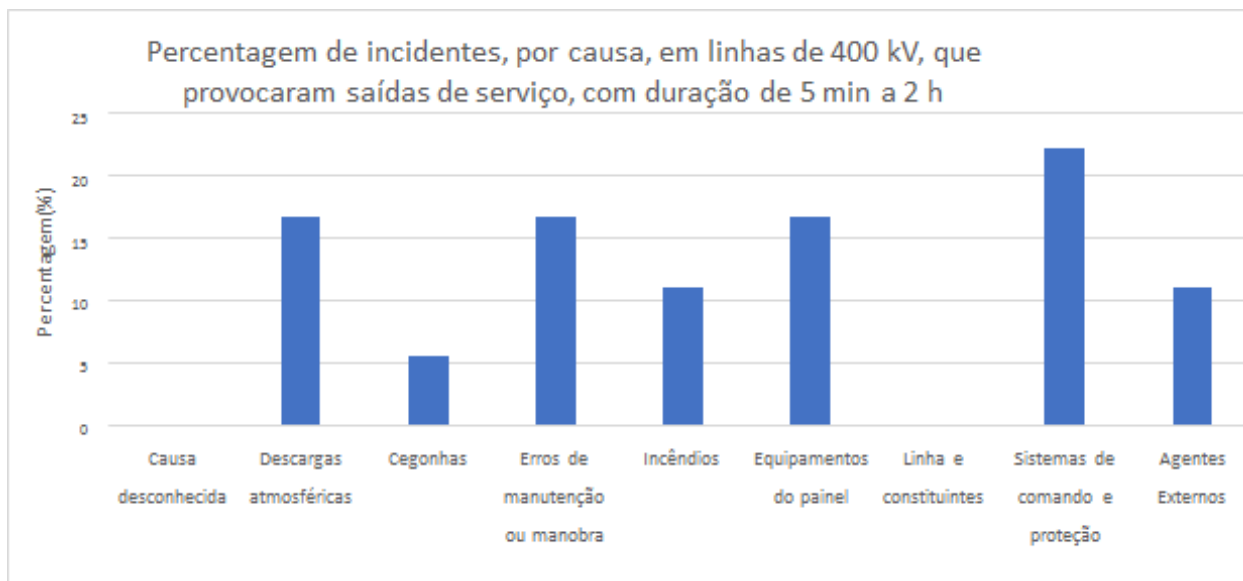


Figura A.12: Percentagem dos incidentes, que provocam saídas de serviço do elemento afetado com uma duração de 5 minutos a 2 horas, em linhas de 400 kV, por causa.

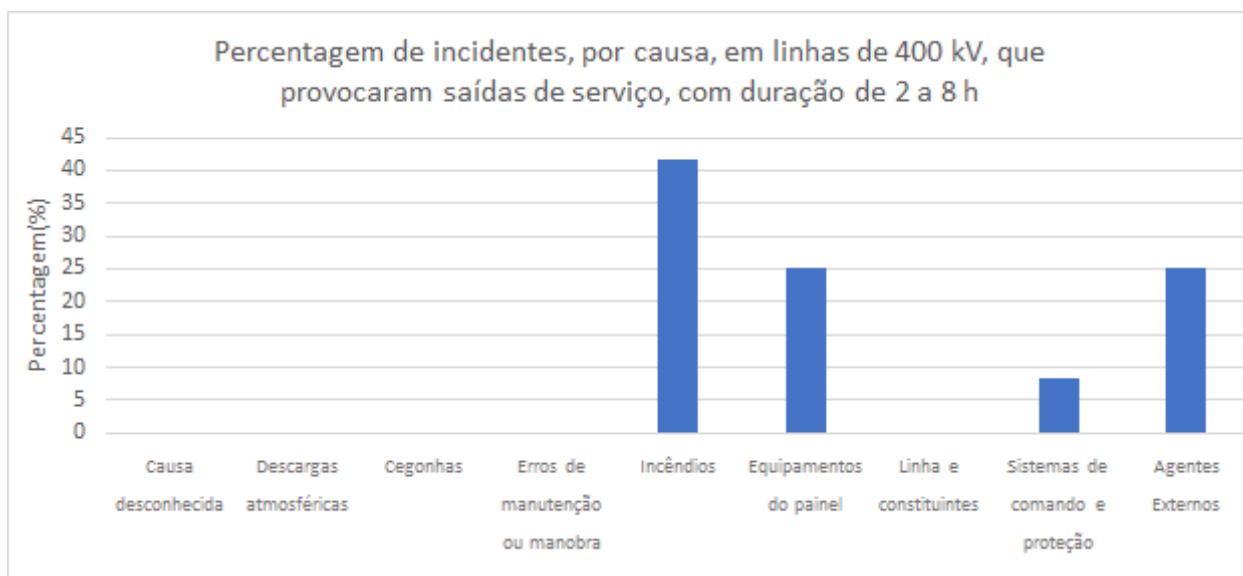


Figura A.13: Percentagem dos incidentes, que provocam saídas de serviço do elemento afetado com uma duração de 2 a 8 horas, em linhas de 400 kV, por causa.

A.3 Estudo dos incidentes em linhas de 400 kV, para cada um dos eventos considerados em 4.275

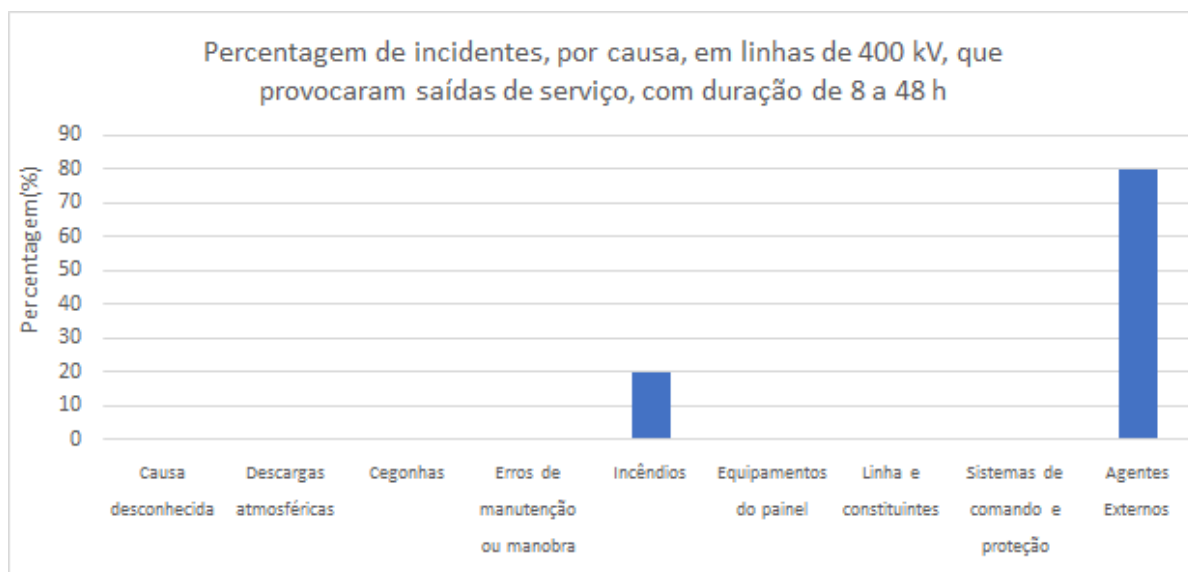


Figura A.14: Percentagem dos incidentes, que provocam saídas de serviço do elemento afetado com uma duração de 8 a 48 horas, em linhas de 400 kV, por causa.

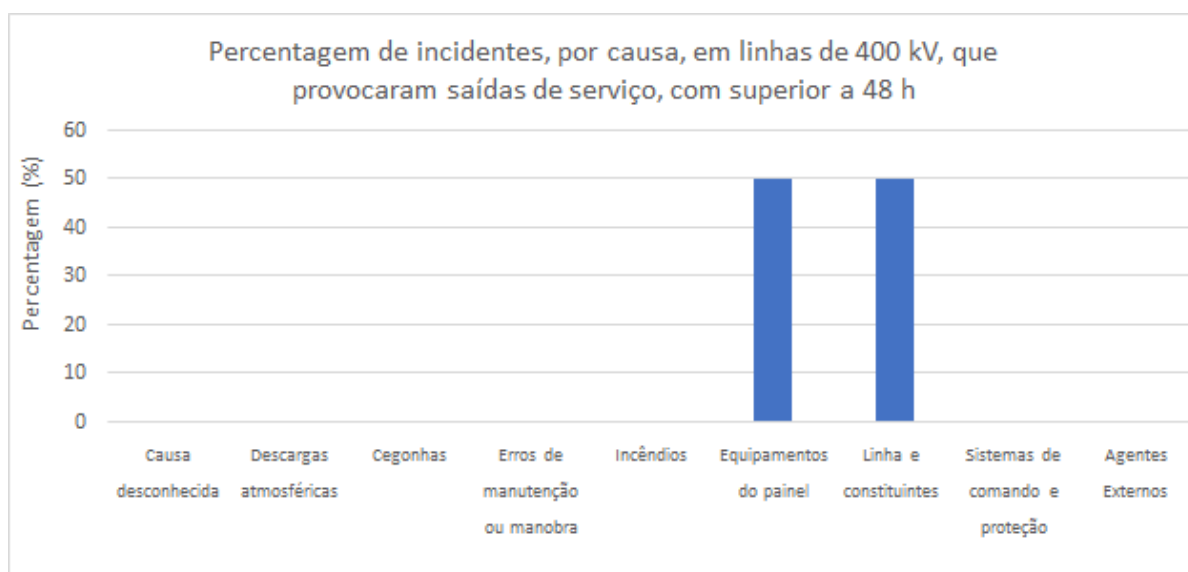


Figura A.15: Percentagem dos incidentes, que provocam saídas de serviço do elemento afetado com uma duração superior a 48 horas, em linhas de 400 kV, por causa.

Mais uma vez as descargas atmosféricas, apesar de frequentes, não indisponibilizam os componentes durante longos períodos de tempo (não havendo incidentes registados com a causa descargas nos eventos com duração superior a 2 horas). A causa cegonhas é mais uma vez pouco frequente, e provoca saídas de serviço com tempos de reposição inferiores a duas horas. As causas

agentes externos e incêndios são preocupantes, pois são frequentes e podem causar indisponibilidades com durações muito grandes.

Os incidentes causados por Equipamentos do Painel e Linhas e constituintes têm frequências de ocorrência baixas, no entanto são as causas responsáveis por eventos catastróficos, em que o elemento fica fora de serviço durante dias.

A.4 Estudo dos incidentes dos transformadores da RNT, para cada um dos eventos considerados em 4.2

De seguida são apresentados gráficos que contêm a percentagem dos incidentes, por causa, para cada um dos eventos definidos em 4.2.

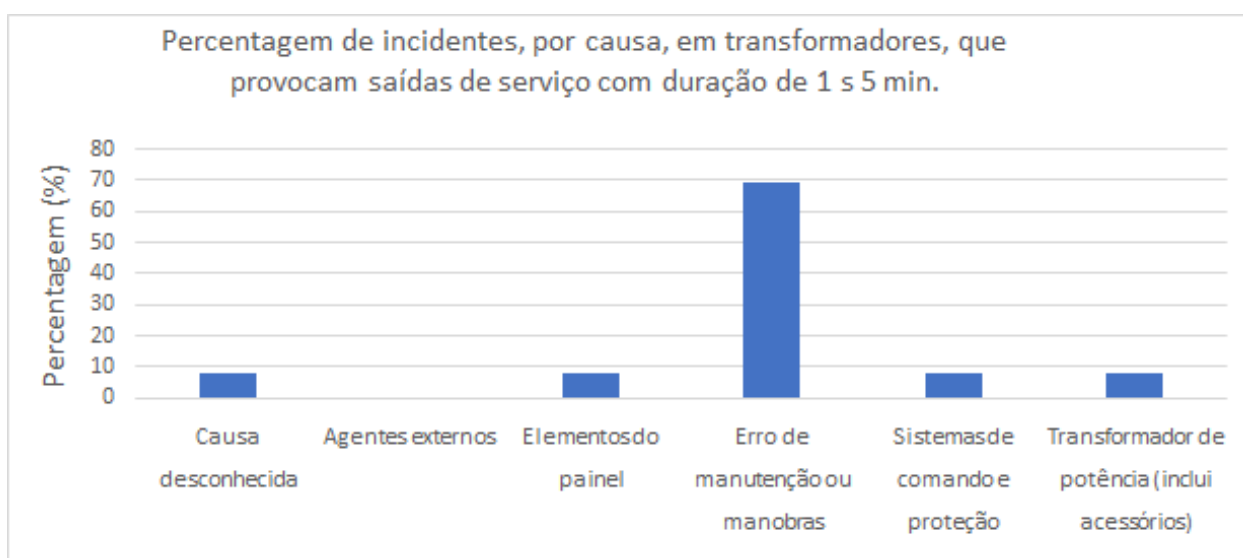


Figura A.16: Percentagem dos incidentes, que provocam saídas de serviço do elemento afetado com uma duração de 1 segundo a 5 minutos, em transformadores, por causa.

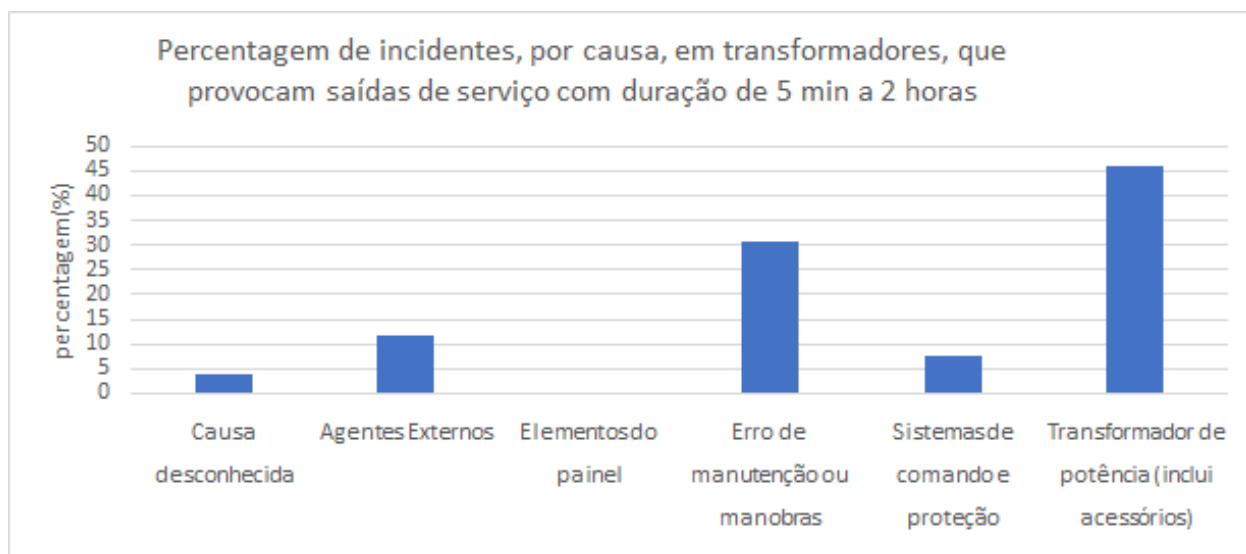


Figura A.17: Percentagem dos incidentes, que provocam saídas de serviço do elemento afetado com uma duração de 5 minutos a 2 horas, em transformadores, por causa.

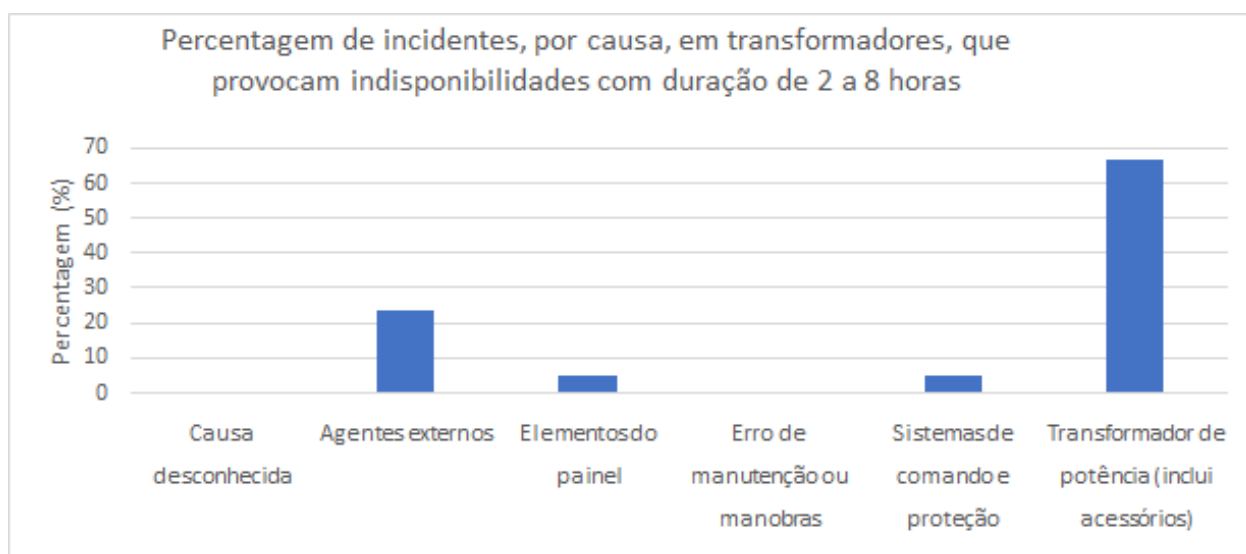


Figura A.18: Percentagem dos incidentes, que provocam saídas de serviço do elemento afetado com uma duração de 2 a 8 horas, em transformadores, por causa.

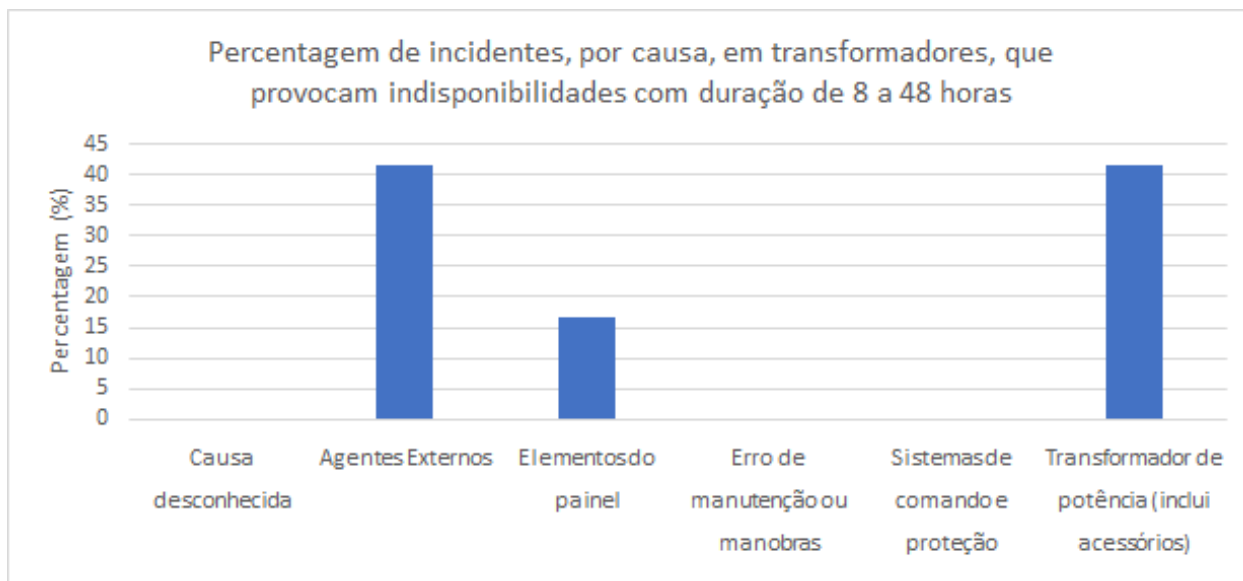


Figura A.19: Percentagem dos incidentes, que provocam saídas de serviço do elemento afetado com uma duração de 8 a 48 horas, em transformadores, por causa.

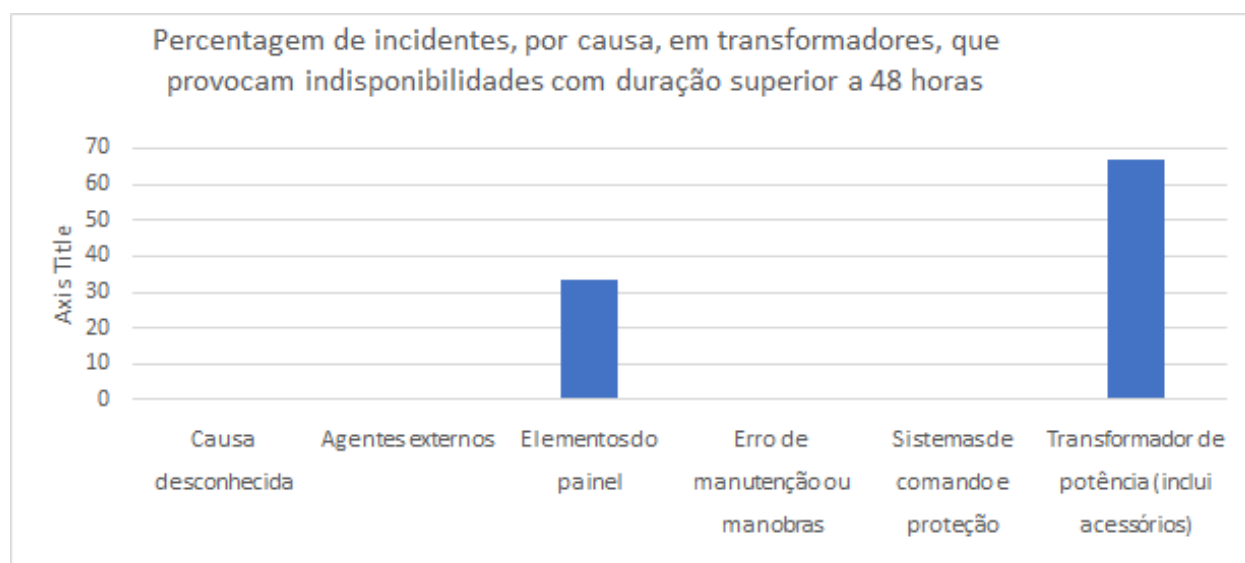


Figura A.20: Percentagem dos incidentes, que provocam saídas de serviço do elemento afetado com uma duração superior a 48 horas, em transformadores, por causa.

Os incidentes em Transformadores de Potência têm causas com uma grande diversidade de tempos de reposição do elemento afetado. Por exemplo, as causas Transformador de Potência e Elementos do Painel provocam saídas de serviço dos elemento afetado que variam de alguns minutos a vários dias, o que não permitia novamente associar causas aos tempos de reposição dos

transformadores.

Anexo B

Exemplos de Cálculo do Risco de Energia Não Fornecida, na sequência de manutenções, para um Ponto de Entrega da RNT

B.0.0.1 Considerando Recurso Total das Cargas a partir da RND

Segue-se um exemplo de cálculo do risco das manutenções de um ponto de entrega P. Consideremos novamente a Figura B.1.

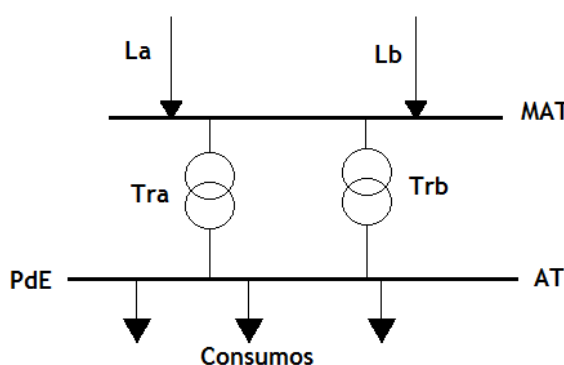


Figura B.1: Esquema de um Ponto de Entrega da RNT.

Em B.1, L_a e L_b correspondem a duas linhas MAT (150 kV), com 10 km de comprimento, cada uma, e Tr_a e Tr_b são dois transformadores.

Pretende-se calcular o Risco de Energia Não Fornecida, de manutenções realizadas nas linhas e transformadores do Ponto de Entrega P. O ponto P tem possibilidade de transferência total dos consumos, a partir da RND.

Supondo que estão planeadas as seguintes manutenções:

- Indisponibilidade da linha L_a durante 3 dias em Janeiro, com reposição diária, com 3 horas de reposição em caso de emergência.
- Indisponibilidade do Tr_b durante 7 dias em Julho, sem reposição diária, com 8 horas de reposição em caso de emergência no horário de trabalhos e 12 horas de reposição em caso de emergência fora do horário de trabalhos.

No cálculo do risco é necessário saber as taxas de falhas e tempos de reposição dos equipamentos que asseguram os consumos, as cargas médias no Ponto de Entrega e as características das manutenções.

Como as linhas têm as duas 10 km de comprimento, e têm tensão de 150 kV, basta multiplicar por 10, o valor das taxas presentes na tabela 5.1. Sendo os tempos de reposição em caso de incidente iguais aos calculados. Assim, obteve-se a seguinte tabela:

Tabela B.1: Taxas de falhas e tempos médios de reposição, para cada evento, em linhas de 150 kV.

	Evento 1	Evento 2	Evento 3	Evento 4	Evento 5
Taxa de avarias ($\frac{n^o \text{ de ocorrências}}{\text{ano} \times \text{comprimento(km)}}$)	0,0531	0,0207	0,00443	0,00516	0,00147
Tempo de reposição médio (horas)	0,0233	0,420	4,64	15,7	168

Os valores das cargas a considerar para as 4 estações do ano, neste Ponto de Entrega são as seguintes:

Tabela B.2: Cargas médias, para cada estação do ano, para o Ponto de Entrega P

Estações do ano	Carga média em MW
Primavera: 21 Março até 20 Junho	32.7
Verão: 21 Junho até 20 Setembro	41.1
Outono: 21 Setembro até 20 Dezembro	32.9
Inverno: 21 Dezembro até 20 Março	39.1
Média anual	36.0

Assim, retomando a equação 4.4, temos que o Risco de Energia Não Fornecida, para as manutenções de um Ponto de Entrega P é dado por:

$$R_{PdE} = \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^M P_{ij} \cdot S_{ij} \cdot f_j = \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^M P_{ij} \cdot G_j \cdot \Delta t_{ij} \cdot f_j, \text{ com } i, j \in \mathbb{N}^* \quad (\text{B.1})$$

Onde, neste caso, há 5 eventos e 2 manutenções a considerar:

$$R_{PdE} = \sum_{i=1}^5 \sum_{j=1}^2 P_{ij} \cdot G_j \cdot \Delta t_{ij} \cdot f_j, \text{ com } i, j \in \mathbb{N}^* \quad (\text{B.2})$$

Para a manutenção 1, temos o seguinte:

- Época do ano: Inverno \Rightarrow Carga média: 39.1 MW;
- A manutenção tem reposição diária $\Rightarrow \Delta t_{dht} = \Delta t_{dht} = 3 \text{ horas}$;

Deste modo, considerando os 5 eventos definidos em 4.2:

Para o evento 1:

$$R_1 = P_{11} \cdot G_1 \cdot \Delta t_{11} \cdot f_1 = 0,0531 \times 39.1 \times 0,0233 \times \frac{3 \times \frac{8}{24}}{365} = 0.000133 \text{ MWh} \quad (\text{B.3})$$

Para o evento 2,3,4 e 5, a fórmula a seguir é outra. Considerando a fórmula geral para os 4 eventos:

$$\begin{aligned} \text{Risco}_{2,3,4 \text{ ou } 5} = & \left(P_{ij} \cdot (PRT) \cdot G_j \cdot \Delta t_d + P_{ij} (PRP) \left(G_j \cdot \Delta t_d + \frac{\text{HorasdeTrabalho}}{24} (G_j - \right. \right. \\ & \left. \left. - G_{jd}) \Delta t_{dht} + \frac{24 - \text{HorasdeTrabalho}}{24} (G_j - G_{jd}) \Delta t_{fht} \right) + \right. \\ & \left. + P_{ij} (NR) \left(\frac{\text{HorasdeTrabalho}}{24} (G_j) \Delta t_{dht} + \frac{24 - \text{HorasdeTrabalho}}{24} (G_j) \Delta t_{fht} \right) \right) f_m \quad (\text{B.4}) \end{aligned}$$

A partir da fórmula B.4, para os eventos 2,3,4 e 5 é necessário verificar o recurso. Sendo o recurso total $\Rightarrow PRP = 0$ e $NR = 0$, e $\Delta t_d = 0.08333 \text{ horas} = 5 \text{ minutos}$. Como o intervalo de tempo que a distribuição (Δt_d) demora a repor as carga é menor que o tempo médio de reposição em caso de incidente dos 4 eventos, considerar-se Δt_d para os eventos 2,3,4 e 5.

É ainda necessário verificar que a manutenção tem reposição diária, pelo que a duração da manutenção deverá ter em consideração que o elemento só fica indisponível 8 horas por dia, pelo que, $f_m = 3 \cdot \frac{8}{24}$, 8 é o número de horas de trabalho.

$$\begin{aligned} \text{Risco}_2 &= \left(P_{ij} \cdot (PRT) \cdot G_j \cdot \Delta t_d \right) f_m = \\ &= 0,0207 \times 39.1 \times 0.08333 \times \frac{3 \times \frac{8}{24}}{365} = 0.000185 \text{ MWh} \quad (\text{B.5}) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Risco}_3 &= \left(P_{ij} \cdot (PRT) \cdot G_j \cdot \Delta t_d \right) f_m = \\ &= 0,00443 \times 39.1 \times 0.08333 \times \frac{3 \times \frac{8}{24}}{365} = 0.0000395 \text{ MWh} \quad (\text{B.6}) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 Risco_4 &= \left(P_{ij} \cdot (PRT) \cdot G_j \cdot \Delta t_d \right) f_m = \\
 &= 0,00516 \times 39.1 \times 0.08333 \times \frac{3 \times \frac{8}{24}}{365} = 0.0000460 \text{ MWh} \quad (B.7)
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 Risco_5 &= \left(P_{ij} \cdot (PRT) \cdot G_j \cdot \Delta t_d \right) f_m = \\
 &= 0,00147 \times 39.1 \times 0.08333 \times \frac{3 \times \frac{8}{24}}{365} = 0.0000131 \text{ MWh} \quad (B.8)
 \end{aligned}$$

O risco total para a manutenção 1 será dado por:

$$\begin{aligned}
 R_{m1} &= \sum_{i=1}^5 R_i = R_1 + R_2 + R_3 + R_4 + R_5 = \\
 &= 0.000133 + 0.000185 + 0.0000395 + 0.0000460 + 0.0000131 = 0.000416 \text{ MWh} \quad (B.9)
 \end{aligned}$$

No cálculo do risco da manutenção 2 deve proceder-se de forma idêntica, sendo o risco do ponto de entrega dado por:

$$R_{PdE} = R_{m1} + R_{m2} \quad (B.10)$$

B.0.0.2 Considerando Recurso Parcial das Cargas a partir da RND

Suponha-se agora que o ponto de entrega P tem recurso parcial pela RND e que consegue apenas transferir 80% da carga e considere-se as mesmas manutenções descritas. O Risco da manutenção 1 será dado por:

Para o evento 1:

$$R_1 = P_{11} \cdot G_1 \cdot \Delta t_{11} \cdot f_1 = 0,0531 \times 39.1 \times 0,0233 \times \frac{3 \times \frac{8}{24}}{365} = 0.000133 \text{ MWh} \quad (B.11)$$

Para os eventos 2,3,4 e 5, a fórmula a seguinte

$$\begin{aligned}
 Risco_{2,3,4 \text{ ou } 5} &= \\
 &\left(P_{ij} \cdot (PRT) \cdot G_j \cdot \Delta t_d + P_{ij} \cdot (PRP) \left(G_j \cdot \Delta t_d + \frac{\text{HorasdeTrabalho}}{24} (G_j - \right. \right. \\
 &\quad \left. \left. - G_{jd}) \Delta t_{dht} + \frac{24 - \text{HorasdeTrabalho}}{24} (G_j - G_{jd}) \Delta t_{fht} \right) + \right. \\
 &\quad \left. + P_{ij} \cdot (NR) \left(\frac{\text{HorasdeTrabalho}}{24} (G_j) \Delta t_{dht} + \frac{24 - \text{HorasdeTrabalho}}{24} (G_j) \Delta t_{fht} \right) \right) f_m \quad (B.12)
 \end{aligned}$$

Como o recurso é parcial \Rightarrow PRT = 0 e NR = 0:

$$Risco_{2,3,4 \text{ ou } 5} = \left(P_{ij}(PRP) \left(G_j \cdot \Delta t_d + \frac{HorasdeTrabalho}{24} (G_j - G_{jd}) \Delta t_{dht} + \frac{24 - HorasdeTrabalho}{24} (G_j - G_{jd}) \Delta t_{fht} \right) \right) f_m \quad (B.13)$$

No evento 2, o tempo considerado para o evento (0,42 horas) é inferior ao tempo de reposição em caso de emergência da manutenção (3 horas).

$$\begin{aligned} Risco_2 &= \left(P_{ij}(PRP) \left(G_j \cdot \Delta t_d + \frac{HorasdeTrabalho}{24} (G_j - G_{jd}) \Delta t_{dht} + \frac{24 - HorasdeTrabalho}{24} (G_j - G_{jd}) \Delta t_{fht} \right) \right) f_m = \\ &= \left(0,0207 \times \left(39,1 \times 0,08333 + \frac{8}{24} (39,1 - 31,3) \times 0,420 + \frac{24 - 8}{24} (39,1 - 31,3) \times 0,420 \right) \right) \frac{\frac{3 \times 8}{24}}{365} = 0,000371 \text{ MWh} \end{aligned} \quad (B.14)$$

No evento 3, o tempo médio para o evento é de 4.64 horas, que é maior que o tempo de reposição em caso de emergência da manutenção (3 horas). Pelo que se opta por colocar as 3 horas.

$$\begin{aligned} Risco_3 &= \left(P_{ij}(PRP) \left(G_j \cdot \Delta t_d + \frac{HorasdeTrabalho}{24} (G_j - G_{jd}) \Delta t_{dht} + \frac{24 - HorasdeTrabalho}{24} (G_j - G_{jd}) \Delta t_{fht} \right) \right) f_m = \\ &= \left(0,00443 \times \left(39,1 \times 0,08333 + \frac{8}{24} (39,1 - 31,3) \times 3 + \frac{24 - 8}{24} (39,1 - 31,3) \times 3 \right) \right) \frac{\frac{3 \times 8}{24}}{365} = 0,000326 \text{ MWh} \end{aligned} \quad (B.15)$$

Para o evento 4, o tempo médio é de 15.7 horas, que é superior ao tempo de reposição em caso de emergência da manutenção (3 horas).

$$Risco_4 = \left(P_{ij}(PRP) \left(G_j \cdot \Delta t_d + \frac{HorasdeTrabalho}{24} (G_j - G_{jd}) \Delta t_{dht} + \frac{24 - HorasdeTrabalho}{24} (G_j - G_{jd}) \Delta t_{fht} \right) \right) f_m =$$

$$= \left(0,00516 \times \left(39.1 \times 0.08333 + \frac{8}{24}(39.1 - 31.3) \times 3 + \frac{24-8}{24}(39.1 - 31.3) \times 3 \right) \right) \frac{\frac{3 \times 8}{24}}{365} = 0.000377 \text{ MWh} \quad (\text{B.16})$$

No evento 5, o tempo médio do evento é de 168 horas, que é superior ao tempo de reposição em caso de emergência, pelo que:

$$\begin{aligned} Risco_5 &= \left(P_{ij}(PRP) \left(G_j \cdot \Delta t_d + \frac{HorasdeTrabalho}{24} (G_j - G_{jd}) \Delta t_{dht} + \frac{24 - HorasdeTrabalho}{24} (G_j - G_{jd}) \Delta t_{fht} \right) \right) f_m = \\ &= \left(0,00147 \times \left(39.1 \times 0.08333 + \frac{8}{24}(39.1 - 31.3) \times 3 + \frac{24-8}{24}(39.1 - 31.3) \times 3 \right) \right) \frac{\frac{3 \times 8}{24}}{365} = 0.0000107 \text{ MWh} \end{aligned} \quad (\text{B.17})$$

O risco total para a manutenção 1 será dado por:

$$\begin{aligned} R_{m1} &= \sum_{i=1}^5 R_i = R_1 + R_2 + R_3 + R_4 + R_5 = \\ &= 0.000133 + 0.000371 + 0.000326 + 0.000377 + 0.0000107 = 0.00415 \text{ MWh} \end{aligned} \quad (\text{B.18})$$

Referências

- [1] R. Poudineh and T. Jamasb. Electricity supply interruptions: Sectoral interdependencies and the cost of energy not served for the scotthish economy. Fevereiro 2015.
- [2] ERSE. Glossário - Ponto de Entrega. URL: <http://www.erse.pt> [último acesso em 2017-05-25].
- [3] Ministério da Economia e da Inovação. Decreto-Lei n.º 29/2006. Diário da República n.º 33/2006, Série I-A. URL: <https://dre.pt/web/guest/pesquisa/-/search/683861/details/maximized> [último acesso em 2017-04-26].
- [4] Renata Franciane de Oliveira. Linhas de Transmissão. Relatório técnico, Universidade Tecnológica Federal do Paraná, 2009.
- [5] ERSE. Glossário - Muito Alta Tensão. URL: <http://www.erse.pt> [último acesso em 2017-04-26].
- [6] ERSE. Glossário - Incidente. URL: <http://www.erse.pt> [último acesso em 2017-04-26].
- [7] REN. Caracterização da rede nacional de transporte para efeitos de acesso à rede, 2016. URL: <http://www.mercado.ren.pt/PT/Electr/ActServ/AcessoRedes/CaractRNT/BibRelAno/Caracterizaç~aoRNT2016.pdf> [último acesso em 2017-05-20].
- [8] Ministério da Economia, da Inovação e do Desenvolvimento. Portaria n.º 596/2010 de 30 de Julho. Diário da República, 1.ª série — N.º 147. URL: <http://www.erse.pt/pt/electricidade/regulamentos/rededetransporte/Documents/Portaria%20596-2010%20RRT%20RRD.pdf> [último acesso em 2017-05-20].
- [9] REN. Manual da organização, Fevereiro 2017. in Documentos Internos.
- [10] ERSE. Manual de procedimentos da gestão global do sistema, Abril 2014. URL: http://www.erse.pt/pt/electricidade/regulamentos/operacaodasredes/Documents/MPGGS%20SE%20consolidado_Abril2014_vs%20Externo.pdf [último acesso em 2017-05-20].
- [11] J. Setréus. *Identifying critical components for system reliability in power transmission systems*. Tese de doutoramento, KTH Royal Institute of Technology School of Electrical Engineering Division, 2011.

- [12] A. M. Leite da Silva, M. R. Freire, F. A. Assis, e L. A. F. Manso. Transmission expansion planning based on relaxed n-1 criteria and reliability indices. Em *2016 International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS)*, páginas 1–6, Oct 2016. doi:10.1109/PMAPS.2016.7764062.
- [13] M. Mahdavi, H. Monsef, e R. Romero. Reliability effects of maintenance on tneq considering preventive and corrective repairs. *IEEE Transactions on Power Systems*, PP(99):1–1, 2016. doi:10.1109/TPWRS.2016.2640178.
- [14] F. M. Barbosa. Introdução à fiabilidade de sistemas elétricos de energia. Relatório técnico, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2014.
- [15] ENTSO-E. Statistical Yearbook 2011, 2011.
- [16] Ruben Emanuel Alves Teixeira. Impacto na fiabilidade de um sistema produtor, devido à introdução de centros produtores com recursos primários finitos e voláteis – centrais hídricas e eólicas. Tese de mestrado, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2011.
- [17] V. Miranda. Fiabilidade em Sistemas de Potência – Uma introdução. Relatório técnico, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2010.
- [18] IEEE Standard Terms for Reporting and Analyzing Outage Occurrences and Outage States of Electrical Transmission Facilities. *IEEE Std 859-1987*, 1988. doi:10.1109/IEEESTD.1988.86288.
- [19] ERSE. Glossário - Cava de Tensão. URL: <http://www.erse.pt> [último acesso em 2017-04-26].
- [20] REN. Análise de incidentes em linhas de alta e muito alta tensão da rede elétrica nacional. ed. Documentos Internos, 2016.
- [21] REN. Proteções dos elementos da RNT, 2003. ed Documentos Internos.
- [22] ERSE. URL: <http://www.erse.pt/pt/electricidade/qualidadedeservico/qualidadedeservicotecnica/Paginas/Continuidadedeservico.aspx> [último acesso em 2017-03-12].
- [23] ERSE. Regulamento de Qualidade de Serviço do Setor Elétrico. URL: http://www.erse.pt/pt/electricidade/regulamentos/qualidadedeservico/Documents/DR_Regulamento%20455-2013-RQS.pdf [último acesso em 2017-04-26].
- [24] REN. Continuidade de Serviço - Indicadores. ed. Documentos Internos.
- [25] Ilaria Losa and Osvaldo Bertoldi. Regulation of continuity of supply in the electricity sector and cost of energy not supplied. URL: <http://www.feem-project.net/secure/plastore/Other%20dissemination%20documents/Paper%20IEW2009.pdf>.
- [26] REN e EDP - Distribuição. Energia Não Fornecida - Regras de Cálculo e Parcelas Imputáveis à REN e à EDP-D. ed. Documentos Internos.
- [27] Jackson Farias Fonseca. Elementos de manutenção em transformadores de potência. Tese de mestrado, Universidade Estadual Paulista, 2014.

- [28] ERSE. URL: <http://www.erse.pt/pt/electricidade/regulamentos/tarifario/Paginas/SubReg.aspx?master=ErsePrint.master> [último acesso em 2017-03-12].
- [29] E. Carvalho Fonseca. Analytical reserve evaluation using probability distribution. Tese de mestrado, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2013.
- [30] REN. Manutenção Linhas MAT. ed Documentos Internos, Maio 2017.
- [31] Luís Filipe Soares Rocha. Projeto de linha aérea de alta tensão – estudo sobre a utilização de cabo de guarda. Tese de mestrado, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2014.
- [32] Albino Marques. Subestações da Rede Nacional de Transporte de Eletricidade. Topologias, tecnologias e fiabilidade. Documento da Unidade Curricular “Centrais e Subestações”, em FEUP. 2014.
- [33] ERSE. Regulamento de Operação das Redes do Sector Elétrico, Dezembro 2014.
- [34] Yong Jiang, Zhong Zhang, Tim Van Voorhis, e James D. McCalley. Risk-based maintenance optimization for transmission equipment. Em *In Proc. of 12th Annual Substations Equipment Diagnostics Conference*, páginas 1191–1200, 2003.
- [35] REN. Regras da análise de indisponibilidades de transformadores. ed Documentos Internos.
- [36] ISO/IEC 16085:2006, Standard for Software Engineering - Software Life Cycle Processes - Risk Management. *Std ISO IEC 16085 - 2006*, páginas 1–46, Dezembro 2006. doi:10.1109/IEEESTD.2006.288594.
- [37] ENTSO-E. Coordinated Security Analysis Methodologies - Risk Management. 2016.
- [38] North American Electric Reliability Corporation. Reliability Concepts. 2007. URL: http://www.nerc.com/files/concepts_v1.0.2.pdf [último acesso em 2017-05-01].
- [39] Panida Jirutitijaroen e Chanan Singh. The effect of transformer maintenance parameters on reliability and cost: a probabilistic model. *Electric Power Systems Research*, 72(3):213 – 224, 2004. URL: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779604001129>, doi:<https://doi.org/10.1016/j.epsr.2004.04.005>.
- [40] Roy Billinton e Ronald N. Allan. *Reliability Evaluation of Power Systems*. Plenum Press, Segunda edição, 1996.

